

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
Тепловые электрические станции

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е.А. Бойко
« ____ » _____ 2017г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Разработка теоретических и прикладных основ комплексного
энергообеспечения объектов ЖКХ
13.04.01 – Теплоэнергетика и теплотехника
13.04.01.02 – Энергоэффективные технологии производства тепловой и
электрической энергии

Научный руководитель	_____	заведующий кафедрой ТЭС, д.т.н., профессор	Е.А. Бойко
Выпускник	_____		А.В. Мазур
Рецензент	_____	заместитель министра строительства и ЖКХ Красноярского края	Е.Е. Афанасьев
Нормоконтролер	_____		П.В. Шишмарев

Красноярск 2017

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1 Топливо-энергетический комплекс Красноярского края.....	7
1.1 Сведения о топливных ресурсах Красноярского края.....	9
1.2 Электроэнергетический комплекс Красноярского края	14
1.3 Теплоэнергетический комплекс Красноярского края	19
1.4 Обеспечение электроэнергией отдаленных районов и поселений края с использованием дизель-электрических станций.....	23
1.5 Выводы.....	27
2 Подходы к оценке технико-экономической и финансовой эффективности систем энергообеспечения и инвестиций в энергообъекты	29
2.1 Направления развития в сфере энергообеспечения объектов ЖКХ и оценка технико-экономической эффективности.....	30
2.2 Оценка капитальных вложений в объекты энергохозяйства	34
2.3 Себестоимость энергетической продукции и ценообразование.....	36
2.4 Экономическая эффективность инвестиций в энергообъекты.....	39
2.4.1. Чистый дисконтированный доход.....	40
2.4.2. Срок возврата инвестиций (период окупаемости).....	40
2.5 Выводы.....	41
3 Разработка методики оценки технико-экономической и финансово- экономической эффективности систем энергообеспечения	42
3.1 Постановка задачи. Техническое задание. Подготовка исходных данных для расчета.....	42
3.2 Методология оценки и сопоставления технико-экономических и финансовых показателей эффективности.....	45
3.3 Разработка расчетных схем вариантов систем энергообеспечения ..	47
3.4 Расчет технико-экономических и финансовых показателей.....	55
3.5 Критерии технико-экономической и финансовой эффективности для сопоставительной оценки альтернативных вариантов.....	76
3.6 Автоматизация расчета технико-экономических и финансовых показателей.....	76
3.7 Выводы.....	79
4 Примеры использования методики при анализе схем энергообеспечения муниципальных образований.....	81
Заключение	88
Список использованных источников	90

ВВЕДЕНИЕ

Главная цель государственного и корпоративного управления в сфере энергоснабжения – обеспечение качественного и надежного энергоснабжения потребителей наиболее экономичным способом [1, 2].

В последние годы разработаны и приняты необходимые правовые механизмы для достижения поставленной цели. Установлена прямая норма, указывающая на приоритет комбинированного производства тепловой и электрической энергии. Закреплены требования к содержанию схем теплоснабжения муниципальных образований. Большое внимание уделено инструментам привлечения частных инвестиций в проекты модернизации энергосистем [3, 4].

Тем не менее вопросы привлечения инвестиционного капитала в проекты модернизации коммунальной энергетики сохраняют свою актуальность.

Сегодня коммунальная энергетика, характеризующаяся высоким уровнем износа основных фондов, низкой культурой эксплуатации, вызванной дефицитом квалифицированного инженерного персонала, обладает крайне низкой инвестиционной привлекательностью [5]. Усугубляет ситуацию отсутствие общепринятого системного подхода к оценке технико-экономической эффективности систем энергообеспечения. Отсутствует обязательная норма многовариантной разработки альтернативных вариантов технических решений в рамках одного проекта. Технические и управленческие решения, направленные на повышение эффективности функционирования, как правило, основаны на условно-фактических данных эксплуатации и не имеют сравнительной оценки конкурентных вариантов. Преимущественно это мероприятия по типовой замене энергетического оборудования, материалов на аналогичные новые.

Получение комплексного технико-экономического эффекта такими решениями, тем более в условиях ограниченного финансирования, является трудно достижимым.

Выход из сложившейся ситуации представляется решением задачи отбора оптимальных, наиболее эффективных схемных решений комплексного энергообеспечения в ходе разработки и сопоставления множества доступных альтернативных вариантов [6].

Должен быть разработан многовариантный набор схем энергоснабжения при различных сочетаниях энергоустановок (парогазовые, газотурбинные, паротурбинные, дизель-генераторные станции и т.д.). Выполнен анализ использования различных видов топлива в том числе в комбинации с возобновляемыми источниками энергии. К реализации должен приниматься вариант с наибольшим количеством показателей эффективности и (или) наилучшим значением заданного показателя [7].

В этой связи подход, основанный на многокритериальной оценке технико-экономической эффективности систем энергообеспечения представляется основой для формирования планов развития систем энергообеспечения.

Постановка задачи и целевые показатели формируются в рамках разработки технического задания. На этом этапе формулируются требования к будущему объекту, граничные условия функционирования (технологические, режимные), уточняются ограничения, в рамках которых должен функционировать объект исследования.

На следующем этапе выполняется анализ внешней среды. Определяются факторы влияния и ограничения условий функционирования объекта. Выполняется анализ топливно-энергетического баланса территории. Проводится оценка доступности традиционных видов топлива и возобновляемых энергетических ресурсов. Изучается регуляторная среда, нормы и требования в области экологии.

На основе полученных исходных данных и условий выполняется разработка альтернативных вариантов технических решений. Разрабатываются энергетические схемы с различными сочетаниями энергоустановок и использованием всех доступных на данной территории видов топлива. Варианты приводятся к энергетической и экономической сопоставимости.

Далее выполняется расчет технико-экономических и финансовых показателей для каждого разработанного варианта схемы: капитальных вложений, удельного расхода топлива, негативного влияния на окружающую среду, себестоимости отпускаемой энергии, чистого дисконтированного дохода, внутренней нормы доходности, срока окупаемости и т.д.

Результирующим этапом является сопоставление и отбор оптимального варианта по показателям, значения которых наилучшим образом соответствуют заданным в техническом задании и (или) ограничениям внешней среды.

Объект исследования – системы энергообеспечения объектов жилищно-коммунального хозяйства. Под системой понимается совокупность объектов производства, транспорта и потребления энергии (физическая модель), а также совокупных взаимосвязанных процессов производства, передачи и потребления энергии (модель отношений).

Предмет исследования - методологические основы оценки технико-экономической эффективности систем энергоснабжения и (или) их составных частей (технических решений систем производства, транспорта и потребления тепловой и электрической энергии).

Цель исследования - разработка научно обоснованного подхода к выбору оптимальных технических решений комплексного энергообеспечения объектов жилищно-коммунального хозяйства на основе сравнительного анализа альтернативных вариантов, разрабатываемых с учетом конъюнктуры топливно-энергетического комплекса (баланса) территории и минимизации негативного воздействия на окружающую среду.

В ходе работы был исследован и решен ряд следующих задач:

- аналитический обзор существующих методик технико-экономической оценки систем производства и передачи энергии, их достоинств и недостатков.
- обзор внутренних и внешних факторов, влияющих на достижение оптимальных показателей эффективности функционирования систем

энергообеспечения, в том числе проведение исследований характера и условий влияния таких факторов на энергосистему.

- разработка прототипа алгоритма автоматизированной подготовки графических и математических моделей систем энергообеспечения, расчета технико-экономических и финансовых показателей энергосистем.

- отбор критериев технико-экономической эффективности для проведения сравнительной оценки альтернативных вариантов систем энергообеспечения и выбора оптимального варианта.

Научная новизна - предложен подход к оценке технико-экономической эффективности альтернативных вариантов систем энергообеспечения объектов ЖКХ, основанный на многокритериальной оптимизации сроков окупаемости технических решений. Оптимизация осуществляется с учетом технологии производства энергии, используемого вида топлива его качества и цены, объема отпуска энергии и графиков нагрузок. В результате данный подход является энергоэффективным инструментом для решения задач обоснования вариантов развития систем энергообеспечения.

Практическая значимость – разработан прототип программно-расчетного комплекса оценки технико-экономической эффективности систем комплексного энергообеспечения. Программно-расчетный комплекс может быть использован для разработки инвестиционных программ развития ресурсоснабжающих организаций, экспертной оценки экономической эффективности схем теплоснабжения муниципальных образований, а также для предпроектной проработки выбора оптимальных решений энергообеспечения новых потребителей.

Результат работы - разработан обобщенный алгоритм действий, позволяющий дать оценку технико-экономической эффективности функционирования систем энергообеспечения с учетом влияния конъюнктуры топливно-энергетического комплекса (баланса) территории, технологии производства и передачи энергии, вида и цены топлива, уровня негативного воздействия на окружающую среду.

1 Топливо-энергетический комплекс Красноярского края

Красноярский край расположен в основном в пределах Восточной Сибири, в бассейне реки Енисей. Протяжённость территории края от севера до горных районов Южной Сибири почти 3000 км. Площадь Красноярского края – 2339,7 тыс. кв. км, что составляет 13,86% от площади территории России. На северо-востоке край граничит с республикой Саха (Якутия), на востоке – с Иркутской областью. С юга от Красноярского края располагаются Республика Тыва и Республика Хакасия, западнее расположены республика Алтай, Кемеровская и Томская области. С Северо-запада край граничит с Ханты-Мансийским и Ямало-Ненецким автономными округами. С юга на север весь край пронизывает одна из крупнейших рек России – Енисей, вдоль левого берега которого располагается низменная долина, а вдоль правого – Среднесибирское плоскогорье, высота которого достигает 500-700 метров выше уровня моря. На севере край омывается Карским морем и морем Лаптевых.



Рисунок 1 - Расположение Красноярского края на карте Российской Федерации

Климат Красноярского края резко континентальный, характерны сильные колебания температур воздуха в течение года. В связи с большой

протяженностью края в меридиональном направлении климат очень неоднороден. Для центральных и южных районов края, где проживает основная масса населения, характерен континентальный климат с продолжительной зимой и коротким жарким летом. На территории края выделяют 3 климатических пояса:

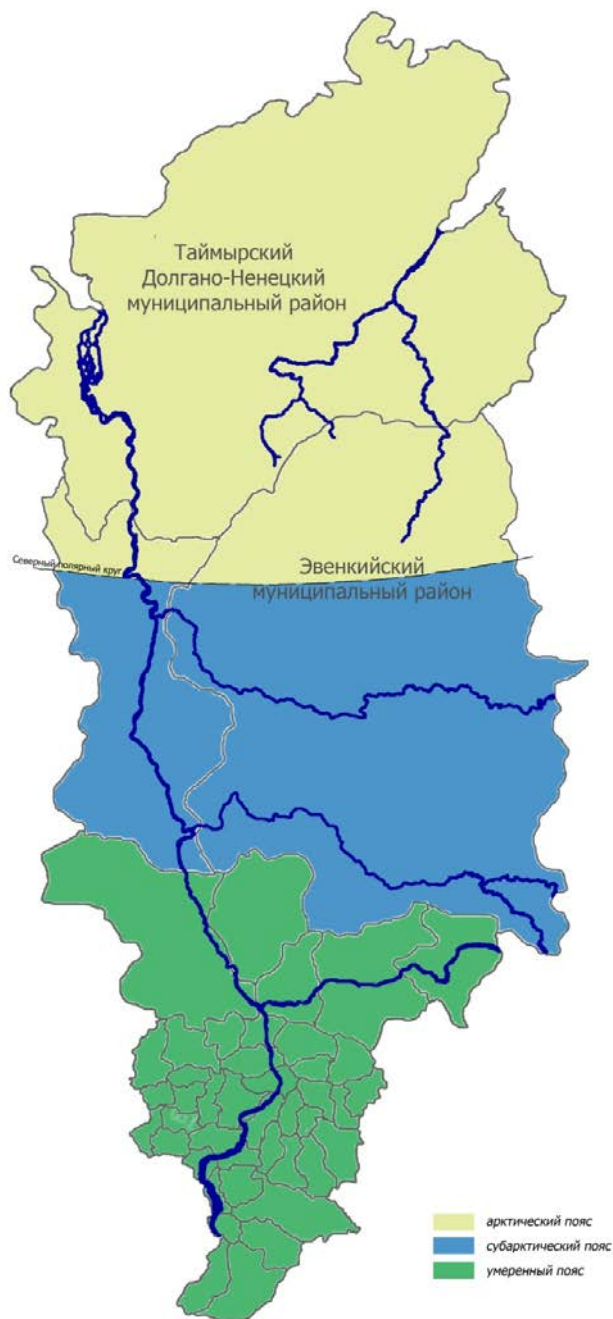


Рисунок 2 – Карта климатических поясов Красноярского края

арктический (Таймыр, а также территории Эвенкийского автономного округа и Туруханского района, расположенные севернее Полярного круга), субарктический (территории Эвенкийского автономного округа и Туруханского

района, расположенные южнее Полярного круга) и умеренный (остальные районы края).

В пределах каждого из них заметны изменения климатических особенностей не только с севера на юг, но и с запада на восток. Поэтому выделяются западные и восточные климатические области, граница которых проходит по долине реки Енисей. Длительность периода с температурой более 10 °С на севере края составляет менее 40 дней, на юге – 110-120 дней.

Для центральной части региона, преимущественно равнинной, с островными лесостепями и плодородными почвами, характерны относительно короткое жаркое лето, продолжительная холодная зима, быстрая смена температур. На юге края – тёплое лето и умеренно суровая малоснежная зима. Сухой чистый воздух, обилие солнечных дней летом, целебные воды источников и многочисленных озёр создают благоприятные условия для строительства курортов, санаториев и баз отдыха.

Средняя температура января -36 °С на севере и -18 °С на юге, в июле соответственно +10 °С и +20 °С. В среднем в год выпадает 316 мм осадков, основная часть – летом, в предгорьях Саян – 600-1000 мм. Снежный покров устанавливается в начале ноября и сходит к концу марта. В горах Восточного и Западного Саян снег в некоторые годы сохраняется круглый год. Здесь снег лежит на высоте 2400-2600 м, в горах Путорана – на высоте 1000-1300 м.

Административный центр Красноярского края – г. Красноярск. Вся территория края состоит из 17 городских округов и 44 муниципальных районов, в составе которых 35 городских поселений, 484 сельских поселения [8].

1.1 Сведения о топливных ресурсах Красноярского края

Топливные ресурсы на территории края представлены запасами бурых, каменных углей, а также нефти и газа [9].

Разведанные запасы нефти составляют около 1,5 миллиарда тонн (2 миллиарда т.у.т.), а природного газа 1,78 триллиона кубических метров (2,25

триллиона т.у.т), при этом уровень ежегодной добычи находится в пределах 80 миллионов тонн нефти и 1,2 миллиардов кубов газа. Общие запасы каменного и бурого угля в крае составляют более 4 триллионов тонн.

В Красноярском крае сосредоточено около 40% российских запасов угля, расположенные на территории Канско-Ачинского бассейна (бурые угли), Минусинского бассейна (каменные угли), Тунгусского каменноугольного бассейна. Канско-Ачинский бассейн является исключительно благоприятным для освоения, как по географическому положению, так и по условиям залегания и добычи открытым способом. На территории бассейна разрабатывается 8 месторождений одной из крупнейших угольных компаний России ПАО «СУЭК». Все действующие месторождения имеют большой потенциал к наращиванию добычи.

В Красноярском крае в настоящее время открыто более 20 месторождений нефти и газа. Среди них наиболее значительными являются Ванкорское нефтегазовое месторождение и месторождения Юрубченского блока. С освоением Ванкорской группы нефтегазовых месторождений, характерной особенностью которого является использование передовых технологий разработки, бурения и эксплуатации, связаны перспективы развития нефтегазодобычи в крае. Промышленная эксплуатация Ванкорского нефтегазового месторождения началась в августе 2009 года. Запасы нефти на месторождении превышают 260 млн. тонн, природного газа – около 90 млрд. м³.

Характеристики угля крупнейших разрезов и объемы добычи по годам приведены в таблице 1.

Список основных месторождений углеводородного сырья приведен в таблице 2.

Таблица 1 – Краткая характеристика угольных разрезов Красноярского края

Предприятия	Объемы добычи по годам, млн. т		Проектная мощность, млн. т.	Характеристика угля	Способ добычи	Способ транспортировки
	2010	2015				
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.
Разрез «Бородинский» Рыбинский район ПАО «СУЭК-Красноярск».	19,6	19,0	25	Уголь марки – Б (бурый), группы -2Б (второй бурый). Класс крупности – Р (рядовой) с размером куска 0-300 мм. Рассортированный необогащенный уголь фракций: ПКО с размером куска 25-300 мм и МСШ с размером куска 0-25 мм.	Роторными экскаватор	Непосредственная погрузка в вагоны
Разрез «Березовский», Шарыповский район, ПАО «СУЭК-Красноярск».	5,5	8,5	13,5	Уголь марки – Б (бурый), группы -2Б (второй бурый). Класс крупности – Р (рядовой) с размером куска 0-300 мм.		
Разрез «Назаровский», Назаровский район, ПАО «СУЭК-Красноярск».	4,4	4,0	5	Уголь марки – Б (бурый), группы -2Б (второй бурый). Класс крупности – Р (рядовой) с размером куска 0-300 мм. Рассортированный необогащенный уголь фракций: ПКО с размером куска 25-300 мм и МСШ с размером куска 0-25 мм.		
Разрез «Канский», Канский район, ПАО «СУЭК»	0,6	-	3,5		Ковшовыми экскаваторами	Автомобильный транспорт

Окончание таблицы 1

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.
Разрез «Переясловский», Рыбинский район, ПАО «Красноярсккрайуголь».	5,5	15,0	8	Б (бурый), группы – 3Б (третий бурый). Класс крупности – Р (рядовой) с размером куска 0-300 мм. Рассортированный необогащенный уголь фракций: ПКО с размером куска 25-300 мм и МСШ с размером куска 0-25 мм. Качество угольной продукции выше по теплотехническим характеристикам угля группы 2Б.	ковшовыми экскаваторами ЭКГ-5, ЭКГ-8.	Отгрузка производится роторными экскаваторами через склад.
Разрез «Большесырский», Балахтинский район, ООО «Сибуголь».	1,1	5,0	5	Уголь марки – Б (бурый), группы – 3Б (третий бурый). Класс крупности – Р (рядовой) с размером куска 0-300 мм. Наряду с рядовым углем на разрезе производится рассортированный необогащенный уголь фракций: ПК с размером куска 50-300 мм, ОМ с размером куска 17-50 мм и СШ с размером куска 0-17 мм. Качество угольной продукции выше по теплотехническим характеристикам угля группы 2Б.	Добыча ведется ковшовыми экскаваторами.	Через склад и от борта разреза. Разрез не имеет выхода на железную дорогу.

Таблица 2 – Перечень месторождений углеводородного сырья

№	Наименование объекта	Полезное ископаемое	Размер	Степень промышленной освоенности
1	Пеляткинское	Конденсат и газоконденсат	крупное	Разрабатываемое
2	Северо-Соленинское	Конденсат и газоконденсат	мелкое	Разрабатываемое
3	Мессояхское	Газ горючий	мелкое	Разрабатываемое
4	Пайгинское	Нефть и газоконденсат	среднее	Разрабатываемое
5	Дерябинское	Конденсат и газоконденсат	среднее	Подготавливаемое к освоению
6	Сузунское	Нефть и газ	среднее	Подготавливаемое к освоению
7	Пайяхское	Нефть	мелкое	Разведываемое
8	Северованкорское	Нефть и газ	мелкое	Разведываемое
9	Ванкорское	Нефть и газ	крупное	Разрабатываемое
10	Лодочное	Нефть и газоконденсат	среднее	Разведываемое
11	Тагульское	Нефть и газ	среднее	Разведываемое
12	Куюмбинское	Нефть и газоконденсат	крупное	Разведываемое
13	Верхнеджелиндуконское	Нефть и газоконденсат	мелкое	Разведываемое
14	Юрубчено-Тохомское	Нефть и газоконденсат	крупное	Разведываемое
15	Джелиндуконское	Нефть и газоконденсат	мелкое	Разведываемое
16	Оморинское	Конденсат и газоконденсат	мелкое	Разведываемое
17	Собинское	Нефть и газоконденсат	среднее	Разведываемое
18	Аявинское	Конденсат и газоконденсат	мелкое	Разведываемое
19	Агалеевское	Газ горючий	мелкое	Разведываемое

1.2 Электроэнергетический комплекс Красноярского края

В Красноярскую энергосистему входит 16 электростанций и блокстанций. Четыре из которых (Назаровская ГРЭС, Канская ТЭЦ, Красноярская ТЭЦ-1, Красноярская ТЭЦ-4) входят напрямую в группу ООО «Сибирская генерирующая компания» (СГК), в составе которой также находится ПАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» (Абаканская ТЭЦ, Красноярская ТЭЦ-2, Красноярская ТЭЦ-3, Минусинская ТЭЦ), Красноярская ГЭС – компании ПАО «Евросибэнерго», Богучанская ГЭС – ПАО «РусГидро», Енашиминская ГЭС – ООО «Енашиминская ГЭС», Березовская ГРЭС-1 – ПАО «Юнипро» (ОАО «Э.ОН Россия»), Красноярская ГРЭС-2 – ПАО «ОГК-2» (ООО «Газпром энергохолдинг»), ТЭЦ ПАО «РУСАЛ-Ачинск» – ПАО «РУСАЛ-Ачинск» ОК «РУСАЛ», ТЭЦ ПАО «Ачинский НПЗ» – ПАО «Ачинский НПЗ» ПАО «НК «Роснефть», ДЭС ЗАО «Полюс», ТЭС Олимпиадинского ГОК ПАО «Полюс» и ДЭС Олимпиадинского ГОК ПАО «Полюс» – ПАО «Полюс Золото», а также – ТЭЦ ООО «ТеплоСбытСервис».

Структура установленной мощности генерирующих источников с учетом компаний, работающих на территории Красноярского края (централизованной части), представлена на рисунке 3.

Крупнейшими предприятиями и организациями, составляющими основу энергетической системы Красноярской энергосистемы, являются:

– ПАО «Красноярскэнергообит» (входит в ПАО «Энергосбытовая компания РусГидро»). В состав ПАО «Красноярскэнергообит» входят 8 отделений:

Пригородное, Ачинское, Канское, Заозерновское, Кодаинское, Лесосибирское, Минусинское, Шарыповское;

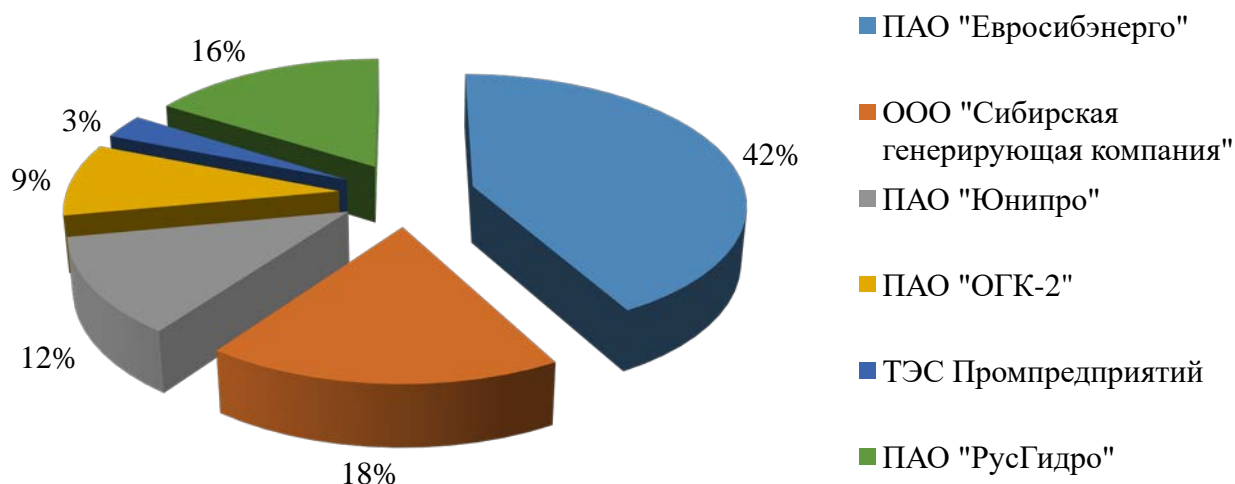


Рисунок 3 – Структура установленной мощности по компаниям

- ООО «Русэнергосбыт» (Красноярский филиал);
- филиал ПАО «Межрегиональная Распределительная Сетевая Компания Сибири» – «Красноярскэнерго» (далее – филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Красноярскэнерго»);
- филиал ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Красноярское предприятие магистральных электрических сетей (далее – филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Красноярское ПМЭС);
- ООО «Красноярская Региональная Энергетическая Компания» (далее – ООО «КРАСЭКО»);
- филиал ПАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва» (далее – филиала ПАО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ) – осуществляет оперативно-диспетчерское управление Красноярской энергосистемой.

Крупнейшим предприятием, осуществляющим функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4-6(10)-35-110 кВ на территории Красноярской ЭС является филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Красноярскэнерго».

По оперативным данным Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва» (Красноярское РДУ), электростанции Красноярской энергосистемы за 12 месяцев 2015 года выработали 58832,8 млн. кВт×ч электроэнергии, что на 9% больше выработки за 2014 год. За 12 месяцев 2015 года переток из Красноярской энергосистемы составил 15838,0 млн. кВт×ч, что на 31,5% больше, чем за 2014 год. Структура выработки электроэнергии на территории Красноярского края по типам электростанций представлена в таблице 3.

Доля ТЭС ООО «Сибирская генерирующая компания» в суммарной выработке электроэнергии составила 21,1% (10937 млн. кВт×ч), ТЭС ОГК – 29,2% (15148 млн. кВт×ч), ГЭС ПАО «Красноярская ГЭС» – 33,4% (23195 млн. кВт×ч), блокстанций – 3,7% (2561 млн. кВт×ч).

Таблица 3 – Структура выработки электроэнергии на территории Красноярского края

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн. кВт×ч	Структура, %
Красноярская ГЭС	19650,1	33,4%
Березовская ГРЭС-1	7883,5	13,4%
Богучанская ГЭС	14884,6	25,3%
Красноярская ГРЭС-2	4941,9	8,4%
Назаровская ГРЭС	4941,9	8,4%
Красноярская ТЭЦ-2	2294,4	3,9%
Красноярская ТЭЦ-1	1706,1	2,9%
Минусинская ТЭЦ	294,1	0,5%
Канская ТЭЦ	117,6	0,2%
Блок-станции	2176,8	3,7%
ВСЕГО	58832,8	100
в том числе по типам станций		
АЭС	-	-
ТЭС	22179,97	28,11%
КЭС (конденсационные энергоблоки)	17767,51	22,52%
из них ПГУ	-	-
ТЭЦ (теплофикационные энергоблоки)	4412,46	5,59%-
из них ПГУ и ГТ-ТЭЦ	-	-
ГЭС	34534,85	43,77%

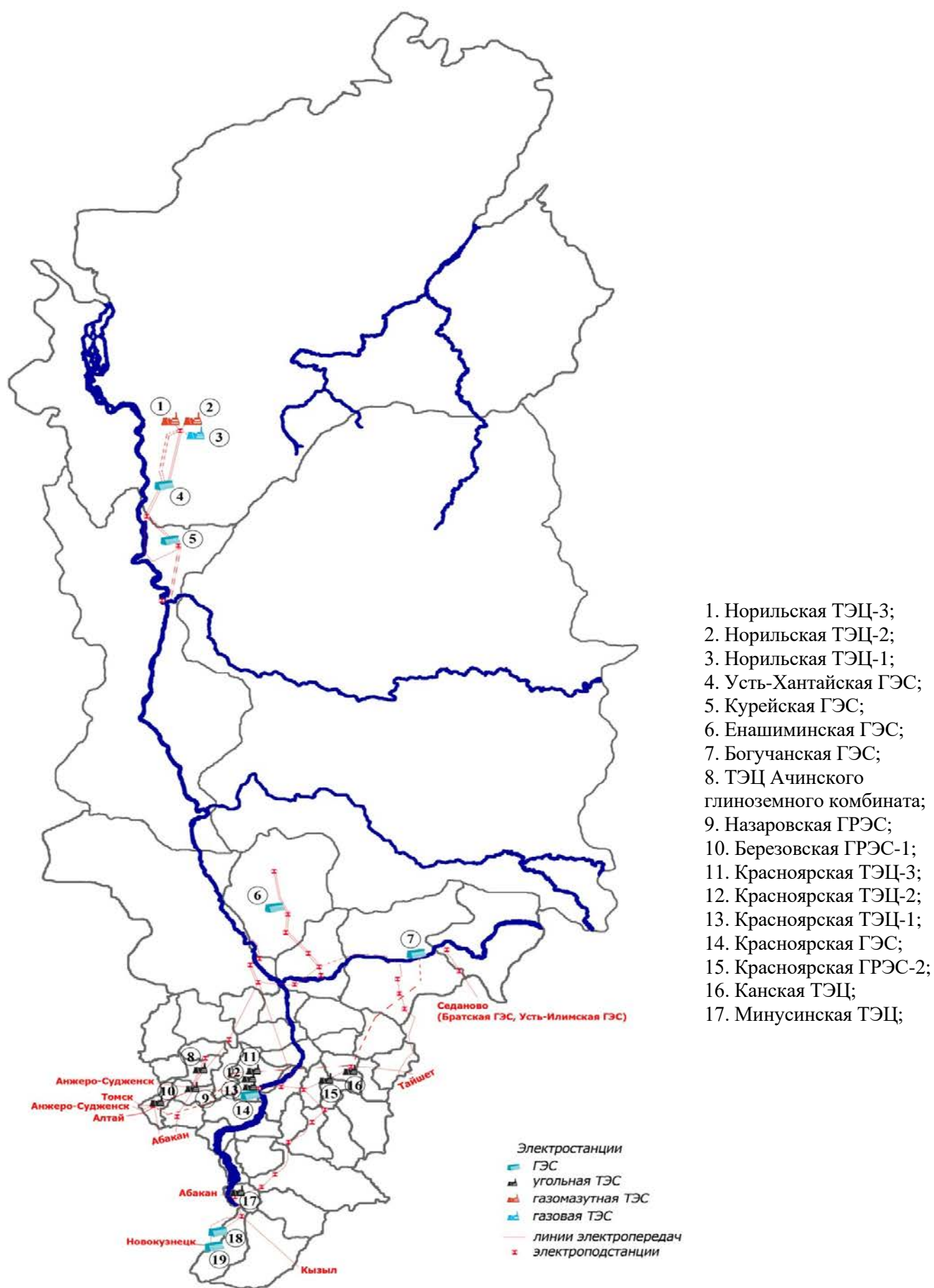


Рисунок 4 – Карта электростанций Красноярского края

1.3 Теплоэнергетический комплекс Красноярского края

Значительную часть тепловой генерации Красноярского края составляют электростанции, производящие как электроэнергию, так и тепло – ТЭЦ и ГРЭС, расположенные в городах и на крупных промышленных предприятиях (блок-станции промышленных предприятий), общей установленной мощностью 25540 Гкал/ч.

Теплофикационное оборудование электростанций края характеризуется значительными сроками эксплуатации. Только третья часть теплофикационных турбин была введена после 1980 года, остальные турбоагрегаты отработали более 30 лет, в том числе около 9% из них было введено до 1960 года.

В муниципальных районах Красноярского края в зонах централизованного теплоснабжения производство тепловой энергии осуществляется в котельных и на ДЭС. Карта теплоисточников по муниципальным районам Красноярского края представлена на рисунке 5. Оранжевым цветом обозначены районы, в которых тепловую энергию получают от котельных.

Суммарная тепловая мощность котельных Красноярского края составляет 8980,775 Гкал/ч, при этом, 5807,74 Гкал/ч (64,7%) приходится на котельные городов края (кроме г. Красноярска), 3173,035 Гкал/ч (35,3%) – на сельские населенные пункты. Полезный отпуск тепловой энергии котельными края составляет 16837319,44 Гкал/год, 70% (11735085,79 Гкал/год) этой энергии приходится на городские котельные (кроме г. Красноярска) и лишь 30% (5102233,65 Гкал/год) приходится на котельные сельских населенных пунктов.

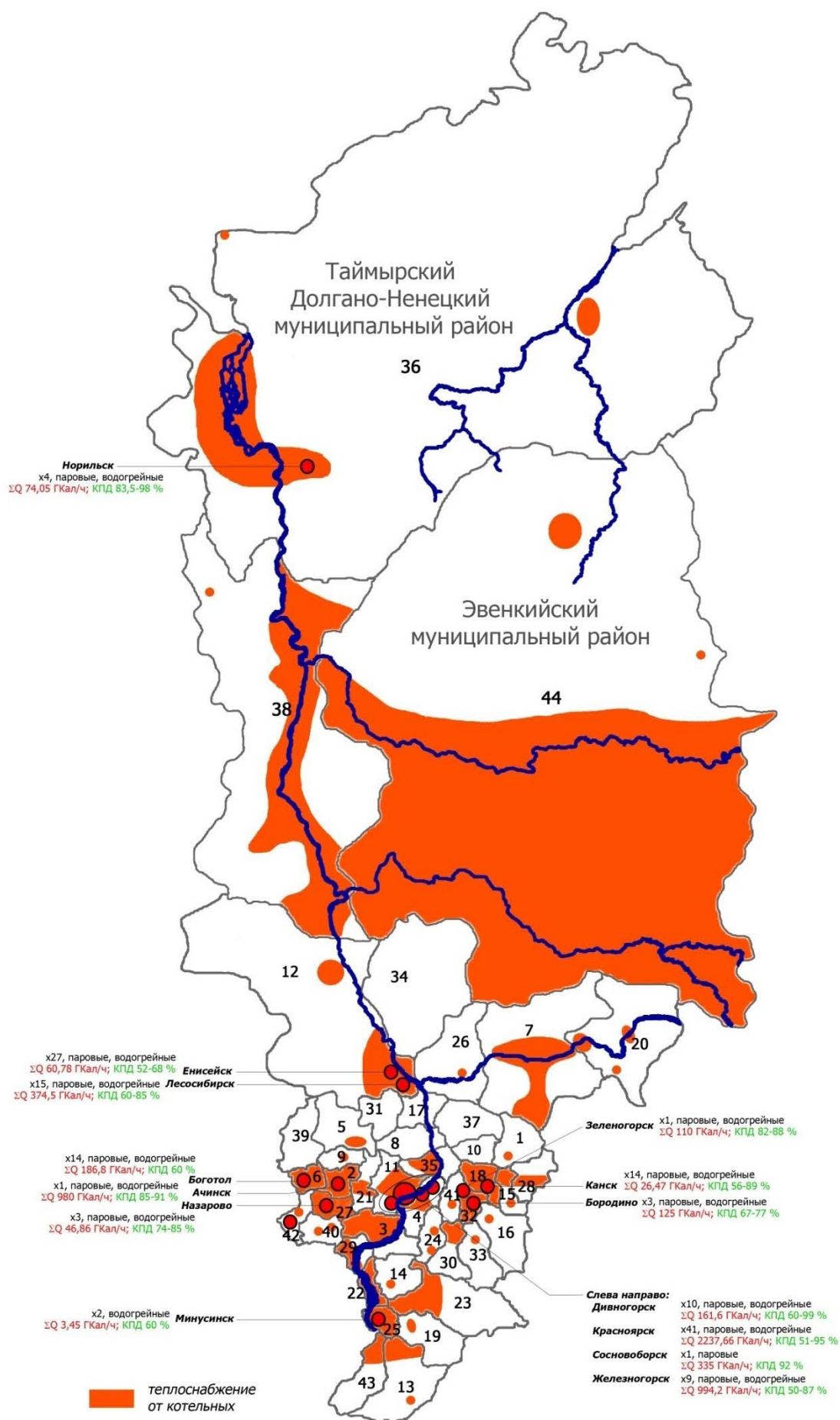


Рисунок 5 – Карта расположения котельных Красноярского края

Выбор видов топлива, которые используются в котельных края, обусловлен:

- расположением котельных по отношению к основным источникам природных ресурсов;
- наличием вблизи котельных дешевых источников электроэнергии;
- наличием развитой транспортной инфраструктуры.

Для городских котельных основным видом используемого топлива является бурый уголь – 71,9% по располагаемой мощности, на котором вырабатывается 85,3% тепловой энергии, небольшую добавку в 0,1% дает каменный уголь. На втором месте – электрокотельные – 13,8% и 7,7% соответственно, на третьем месте – мазут 13,1% и 6,1%. Заметное превышение величины тепловой энергии, вырабатываемой угольными котельными, говорит об их экономической эффективности, что обусловлено тем, что города расположены в непосредственной близости от угледобывающих разрезов и имеют достаточно развитую транспортную инфраструктуру, что позволяет минимизировать транспортные расходы.

Для котельных сельских поселений также основным видом топлива является уголь, его доля в суммарной располагаемой тепловой мощности составляет 68% (56,2% – бурый уголь, 11,8% – каменный), доля тепловой энергии вырабатываемой данными котельными составляет 61,4%, (49,4% – бурый уголь, 12% – каменный). На втором месте стоят электрокотельные – 10,6% и 9,3%. Третье место принадлежит газовым котельным – 8,9% и 11%. Суммарная мощность котельных, использующих мазут, составляет 5,6% от общей, но по выработке тепловой энергии эти котельные превосходят газовые, их доля 13,4%.

Приведенные данные показывают, что, хотя уголь и является основным видом топлива для котельных сельских поселений, его экономическая эффективность ниже, по сравнению с городскими котельными. На первое место по эффективности использования выходят котельные, работающие на мазуте. Это связано с большими транспортными затратами. Доставлять бурый уголь в отдаленные поселки экономически не эффективно. Для получения тепловой

энергии требуется значительно меньшее количество мазута, по сравнению с углем, что снижает транспортные расходы, и как следствие, общую стоимость топлива.

На части территорий нет промышленных объектов, находятся редко расположенные небольшие поселения, поэтому отопление производится индивидуально с использованием печей различных конструкций. В основном, это сложенные из кирпича печи, в которых сжигаются дрова. В последнее время, все большее распространение получают индивидуальные водяные системы отопления, в которых тепловую энергию получают от индивидуальных котлов различной конструкции, работающих на том виде топлива, которое наиболее доступно (в первую очередь по стоимости) в данной местности. Наиболее доступными являются дрова и бурый уголь. Все большее распространение получают индивидуальные электрокотлы, мощность 2-10 кВт. Применение индивидуальных электрокотлов наиболее характерно для районов, близко прилегающих к городам, или расположенных в городской черте. Это обусловлено высокой стоимостью самого оборудования системы индивидуального водяного отопления и его монтажа, высокой стоимостью электроэнергии, затрачиваемой на отопление, что может позволить себе население с более высоким уровнем доходов, чем сельский житель. Большие ограничения на использование электрокотлов накладываются мощностью подводимой электроэнергии. В отдаленных деревнях трансформаторные подстанции имеют большие ограничения по нагрузке, что не позволяет использовать мощные потребители электроэнергии.

1.4 Обеспечение электроэнергией отдаленных районов и поселений края с использованием дизель-электрических станций

На рисунке 6 представлена общая картина электроснабжения Красноярского края.

Установленная мощность дизельных электростанций (ДЭС) и отдельных дизельных агрегатов (ДА) по субъектам Сибирского федерального округа составила в 2012-2015 г. году по данным Росстата (форма 6-ТП) 438,7 МВт на которых было выработано 1,16 млн. кВт×ч электроэнергии.

В Красноярском крае на начало 2013 года установленная мощность ДЭС и отдельных дизельных агрегатов составила 105,901 МВт. Эта цифра существенно не изменялась в течении последующих нескольких лет. В таблице 4 представлена среднегодовая выработка электрической энергии ДЭС. Число часов используемой мощности для среднегодовой мощности составило 2651 час. Теплоэнергии отпускается в среднем 910,6 тыс. Гкал. в год.

Установленная мощность дизельных электростанций изменяется в широких пределах от 30 кВт до 10 МВт. Как правило, ДЭС мощностью от 5 до 10 МВт работает в режиме когенерации, т.е. с выработкой электрической и тепловой энергии.

Для работы ДЭС и ДГ в крае ежегодно затрачивается 124,5 тысячи тонн дизельного топлива.

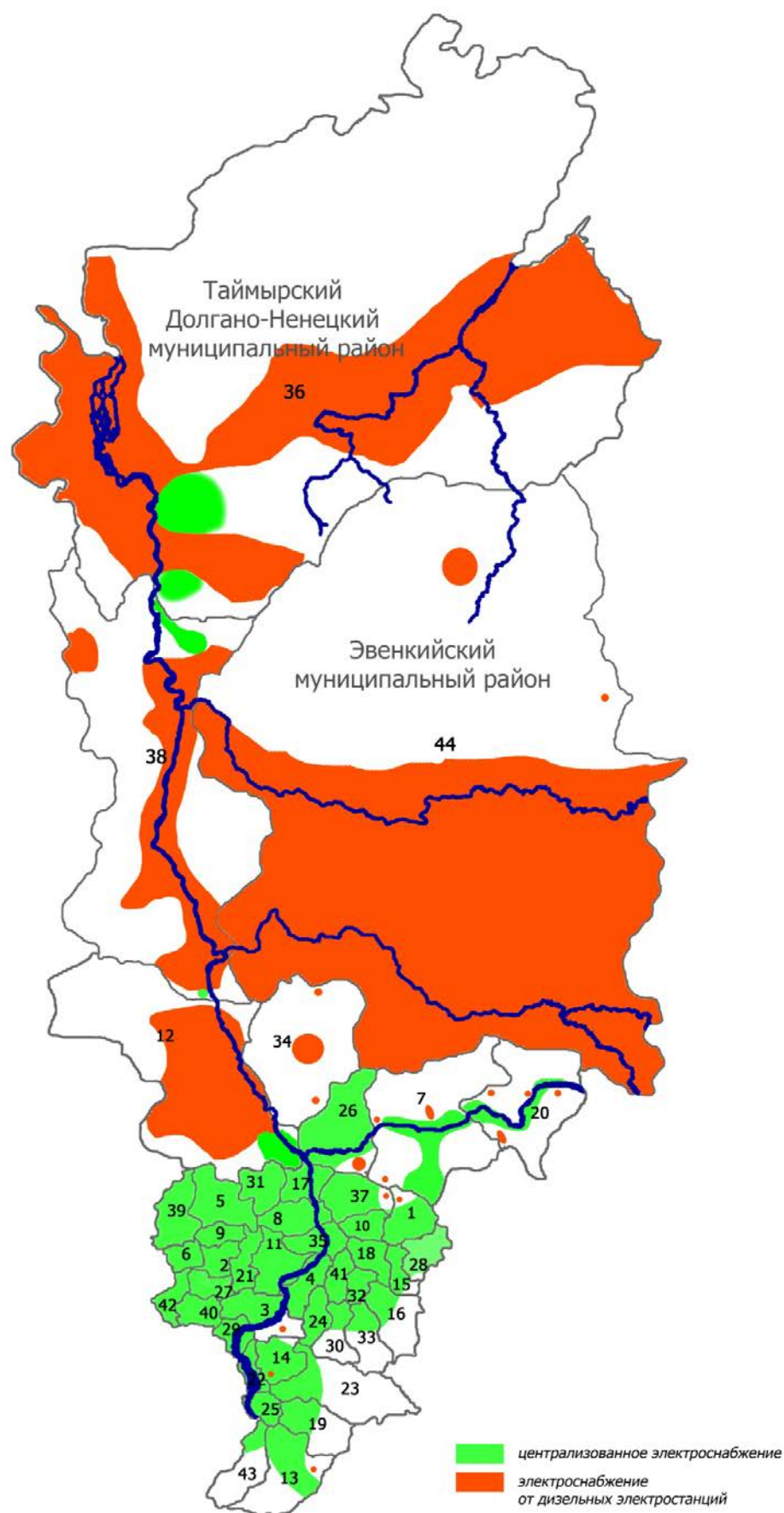


Рисунок 6 – Карта Красноярского края с указанием районов, имеющих централизованное и децентрализованное электроснабжение

Таблица 4 – Общая характеристика использования ДЭС для выработки электрической энергии в Красноярском крае

№ п/п	Муниципальный район	Установленная мощность объекта малой энергетики, МВт	Всего	
			Выработано электрической энергии, кВт×ч	Затрачено дизельного топлива на выработку электрической энергии, т
1	Абанский	0,1	210000	84
2	Балахтинский	0,036	89560	35824
3	Богучанский	0,46	1008791	20592,9
4	Енисейский	10,508	36174882	12837,102
5	Ермаковский	0,1	221300	101,8
6	Идринский	0,96	265280	98,15
7	Кежемский	2,855	4576910	2404,935
8	Мотыгинский	0,81	1255260	464,462
9	Северо-Енисейский	0,1	176455	82,934
10	Таймырский Долгано-Ненецкий	22,869	35564783	13389,7
11	Тасеевский	0,06	149457	70,245
12	Туруханский	33,225	53096509	19172,405
13	Эвенкийский	33,818	62224181	19436,265
Всего по краю		105,901	195013368	124558,898

Себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на дизельных агрегатах, оценивается в 20-38 рублей за 1 кВт·ч. Ежегодные издержки, связанные с покупкой дизельного топлива, при средней цене 25 тыс. руб. за 1 тонну и дополнительным удорожанием стоимости топлива при транспортировке, принимаемой в расчетах как двукратная цена топлива, могут быть оценены на уровне 4,3 млрд. рублей. Эти факторы определяют тарифы на электроэнергию в муниципальных районах края, в которых ДЭС используются как основные источники (рисунок 7).

Высокий уровень себестоимости вырабатываемой электроэнергии на ДЭС требует детального рассмотрения вопроса обеспечения электроэнергией муниципальных районов Красноярского края.

1.5 Выводы

Красноярский край обладает огромными запасами нефти, угля и природного газа. Разведанные запасы каменного и бурого угля в крае составляют более 4 триллионов тонн, запасы нефти – 1,5 миллиарда тонн, запасы природного газа – 1,78 триллиона кубических метров. Красноярский край с избытком обеспечен ресурсами, необходимыми для покрытия нужд собственной электрической и тепловой нагрузки.

Основным видом топлива, используемым для получения тепловой энергии в г. Красноярске, является бурый уголь, как в централизованной, так и децентрализованной (78,5%) системе потребления тепловой энергии. На децентрализованную часть системы теплоснабжения г. Красноярска работают 135 электро-котельных, принадлежащих различным организациям и предприятиям общей установленной мощностью 391,69 Гкал/ч.

Анализ энергообеспечения Красноярского края показал, что в основных экономических районах – Красноярском экономическом районе, располагающимся в 300-километровой зоне г. Красноярска, и Норильском экономическом (промышленном) районе, расположенном в г. Норильске и по линии г. Норильск – г. Дудинка, сложились специфичное для каждого района энергетические состояния, обусловленное наличием первичных природных энергоресурсов. Оба района имеют высокий энергетический потенциал, который находится в постоянном развитии и не испытывает энергодефицита в настоящее время.

В муниципальных районах края сложилась неоднородная структура энергообеспечения, связанная с наличием первичных природных ресурсов,

развитых транспортных коммуникаций и значительной удаленностью отдельных поселений от экономически и социально развитых центров.

Централизованная система распределения электрической энергии полностью обеспечивает потребности подключенных потребителей. Фактический резерв мощности от максимума нагрузки потребителей при этом, составляет до 40%.

Децентрализованная система электроснабжения муниципальных районов края состоит из 245 ДЭС и ДГ (без учета коммерческих организаций и частных лиц), из которых 159 ДЭС и ДГ используются круглогодично для постоянного получения электроэнергии, и являются основными источниками электроэнергии в 118 населенных пунктах 13 муниципальных районов. Суммарная мощность ДЭС края составляет 105,901 МВт. За 2012 год выработано 195013368 кВт*ч электрической энергии, на что было затрачено 124558,898 т дизельного топлива.

Учитывая высокий уровень износа тепловых энергоустановок, тепловых и электрических сетей, низкую энергетическую эффективность локальных систем теплоснабжения, электроснабжения, и как следствие высокие тарифы, наличие научно-обоснованного подхода в принятии решений развития и модернизации систем комплексного энергообеспечения играет ключевую роль в создании эффективного, экономически обоснованного энергокомплекса региона.

Выявление наиболее оптимальных вариантов развития системы энергообеспечения требует сопоставительной оценки альтернативных вариантов с различным сочетанием энергоустановок, применением различных доступных видов топлива, в том числе в сочетании с возобновляемыми источниками энергии. Такая оценка требует решения следующих задач:

- выбор методик расчета технико-экономических показателей;
- выбор методики оценки финансово-экономических показателей (оценка капитальных вложений, оценка срока окупаемости);
- трудоемкость расчетов требует автоматизации вычислительных этапов т.д.

2 Подходы к оценке технико-экономической и финансовой эффективности систем энергообеспечения и инвестиций в энергообъекты

В современных условиях экономики важнейшим условием устойчивого развития коммунальной и энергетической инфраструктуры является эффективность инвестиционной деятельности.

Инвестиции – это вложения капитала в развитие предприятия, мероприятия по повышению эффективности производственно-хозяйственной деятельности в целях получения экономического результата.

Инвестиционная деятельность имеет ряд специфических особенностей:

- разделение во времени вложения капитала и получения результата;
- наличие альтернативных вариантов вложения капитала;
- дефицит необходимых ресурсов, в первую очередь финансовых;
- невозможность ограничения инвестиционной деятельности рамками

предприятия, так как возникает необходимость привлечения сторонних организаций, цели которых не всегда совпадают с целями предприятия.

Все это делает принятие решения по вопросу вложения капитала ключевой проблемой инвестиционного менеджмента. Процедура принятия решения подразумевает оценку и выбор варианта, в наибольшей степени удовлетворяющего принятым критериям [10].

Правительством Российской Федерации принимаются значительные меры для создания условий по увеличению объемов привлечения частного капитала в модернизацию энергетической и коммунальной инфраструктуры. Нормативными правовыми актами определены требования к схемам и программам перспективного развития электроэнергетики, схемам теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения муниципальных образований. Принят и постоянно совершенствуется Федеральный закон от 21.07.2005 №115-ФЗ «О концессионных соглашениях», которым определен порядок заключения концессионных соглашений, обязанность и ответственность сторон соглашения.

Тем не менее отсутствие официальной общепринятой методики, позволяющей выполнить качественную оценку и отбор альтернативных направлений развития объектов коммунальной инфраструктуры не способствует реализации указанных норм и выстраиванию качественных долгосрочных отношений в привлечении инвестиционного капитала.

Решение об инвестировании проекта может быть принято только на основе сравнения показателей финансово-экономической эффективности альтернативных вариантов вложения капитала.

Отличительной чертой инвестиционной деятельности является альтернативность. Любая инженерная задача предполагает многовариантность решения. В энергетической отрасли благодаря взаимозаменяемости энергоресурсов всегда имеются возможности по-разному решать вопросы энергоснабжения.

Каждый вариант решения - это вариант инвестиционного проекта. В результате проведения финансово-экономического анализа выбирается вариант, обеспечивающий получение наилучшего экономического результата. При сравнении вариантов должны выполняться условия сопоставимости вариантов по производственному эффекту.

2.1 Направления развития в сфере энергообеспечения объектов ЖКХ и оценка технико-экономической эффективности

Теплофикация – основное направление развития современных систем энергообеспечения потребителей. Правовыми актами Российской Федерации установлена прямая норма, указывающая на приоритет комбинированного производства тепловой и электрической энергии [2, 3].

Эффективность теплофикации выражается экономией первичных энергоресурсов при производстве в комбинированном цикле двух видов энергии (тепловой и электрической) в сравнении с отдельным производством на конденсационных электростанциях и котельных.

Показателем, определяющим эффективность теплофикации, служит удельный расход топлива на производство электрической энергии, $г.у.т / кВт \cdot ч$ и тепловой энергии, $кг.у.т / Гкал$.

Не смотря на наличие официально установленной методики разделения затрат топлива между производством тепловой и электрической энергии в комбинированном цикле, признанной всеми теплотехниками методики не существует до сих пор.

Тем не менее эти показатели часто используются в качестве критерия в задачах повышения технико-экономической эффективности работы тепловых электрических станций, миниТЭЦ. Следует отметить что задача разделения затрат топлива на производство электрической и тепловой энергии в комбинированном цикле представляет высокий интерес и является темой отдельного исследования.

В качестве официальной принята методика, разработанная ОАО «Фирма ОРГРЭС» [11].

Достаточно подробно сравнительный анализ наиболее распространенных методик представлен в [12, 13].

В таблице 6 приведены результаты расчета удельных показателей для блока с турбиной ПТ 135-130 (рисунок 8) с исходными данными согласно таблице 5 по следующим методикам:

- балансовый «физический» метод расчета, длительное время существовавший в качестве официального в отечественной энергетике;
- эксергетический метод, широко известный и наиболее полно разработанный;
- метод, разработанный ОАО «Фирма ОРГРЭС», с 1996 года определен в качестве официального;
- метод расчета по недоотпущенной электроэнергии;
- метод расчета, использующий тепловую ценность отборного пара.

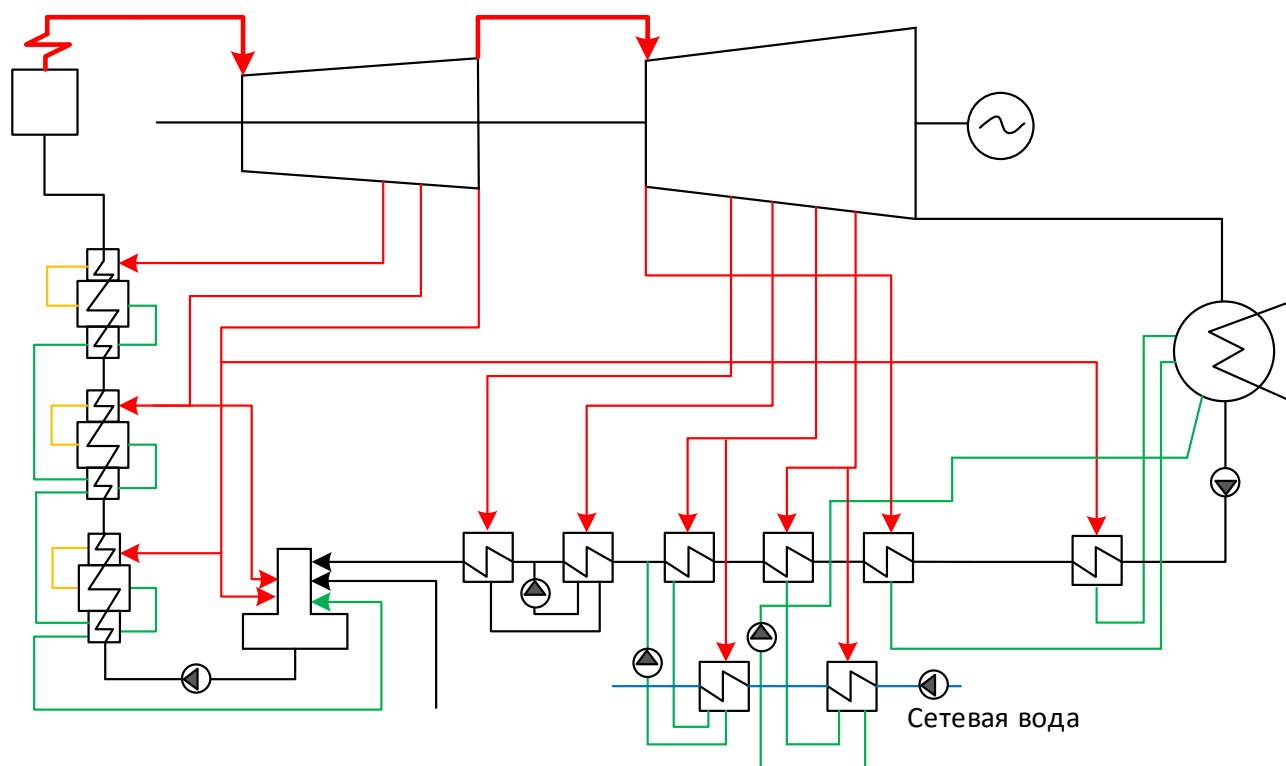


Рисунок 8 – Принципиальная расчетная тепловая схема ПТ-135-130

Таблица 5 – Исходные данные для расчета

Рабочее тело	D, т/ч	P, кгс/см ²	h, кДж/кг	h _к , кДж/кг	t, °C	S, кДж/кг
Пар						
Острый пар	512	130	3484	-	535	-
П-отбора	200	15	3015	-	-	6,89
Т-отбора верхнего	57,7	1,2	2613	435	104	7,12
Т-отбора нижнего	96,2	0,69	2546	373	89	7,16
Конденсатор	50	0,064	2387	155	37	-
Конденсат пара						
П-отбора	200	-	-	419	100	1,30
Т-отбора верхнего	57,7	-	-	435	104	1,36
Т-отбора нижнего	96,2	-	-	373	89	1,18
Питательная вода	512	-	-	959	229	
Сетевая вода						
прямая после ПВК	1618	-	-	544	130	-
после ПСГ-2	1618	-	-	427	102	-
после ПСГ-1	1618	-	-	350	83,5	-
Обратная	1618	-	-	222	53	-
Тепловая нагрузка регулируемых отборов $Q_{TO} = 335$ ГДж/ч, в том числе верхнего $Q_{ТВ} = 125,7$ ГДж/ч, нижнего $Q_{ТН} = 209,3$ ГДж/ч						
Выработано электроэнергии $\mathcal{E} = 80$ МВт*ч, Отпущено электроэнергии $\mathcal{E}_{от} = 77$ МВт*ч						

Таблица 6 – Результаты расчета удельных показателей

Показатель и его обозначение		Обозначение	Методы расчета				
			1	2	3	4	5
1	Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт*ч, г у.т/кВт*ч	b_{ε}	207,0	309,0	329,8	345,0	423,0
2	Удельный расход условного топлива на производство единицы тепла П-отбора, кг у.т/ГДж	b_{II}	37,5	31,6	32,2	29,7	24,2
3	Удельный расход условного топлива на производство единицы тепла Т-отбора, кг у.т/ГДж	b_{TO}	37,5	31,6	17,9	17,8	8,3
4	Удельный расход условного топлива на единицу тепла, переданного внешнему потребителю от П-отбора, кг у.т/ГДж	$b_{TЭП}$	37,5	31,6	33,7	29,7	24,5
5	Удельный расход условного топлива на единицу тепла, переданного внешнему потребителю от Т-отбора, кг у.т/ГДж	$b_{TЭТО}$	37,8	23,4	15,0	18,0	8,3
6	Удельный расход условного топлива на производство единицы тепла П- и Т-отборов, кг у.т/ГДж	$b_{ПТО}$	37,5	28,5	26,6	25,0	18,0
7	Удельный расход условного топлива на единицу тепла, переданного внешнему потребителю от П-и Т-отборов, кг у.т/ГДж	$b_{TЭ}$	37,6	28,6	26,4	25,1	18,0
8	Удельный расход условного топлива на единицу тепла, переданного внешнему потребителю от П-и Т-отборов, включая ПВК кг у.т/ГДж	b_T	37,5	30,0	28,4	27,3	21,5

Обозначение методик в таблице:

1-балансовый метод, 2 - метод ОАО «Фирма ОРГРЭС», 3 - эксергетический метод, 4 - метод расчета по недоотпущенной электроэнергии, 5 - метод расчета, позволяющий учитывать тепловую ценность отборного пара.

Из таблицы видно, что удельные расходы топлива на отпущенную электроэнергию, рассчитанные по эксергетическому методу и методу по недовыработанной электроэнергии по своей величине соответствуют аналогичным показателям конденсационных турбоустановок подобного класса. Экономия топлива полностью относится на отпущенное тепло.

Удельные показатели, полученные по методике ОАО «Фирма ОРГРЭС», занимают промежуточное положение между удельными показателями, рассчитанными по балансовой и эксергетической методикам. Это объясняется

тем, что в методике ОАО «Фирма ОРГРЭС» разница тепловых потенциалов отпускаемого потребителю тепла учитывается частично.

Результат расчета удельного расхода топлива на отпущенную электроэнергию, полученный по методике, позволяющей учитывать тепловую ценность отборного пара представляется завышенным.

2.2 Оценка капитальных вложений в объекты энергохозяйства

На этапе предварительного технико-экономического обоснования для выбора варианта технического решения строительства, реконструкции энергообъектов можно ограничиться использованием укрупненных (удельных) показателей капиталовложений [10].

В последующих стадиях расчета в целях определения более точного значения стоимости строительства следует учитывать, что в соответствии с правовыми актами Правительства Российской Федерации объем средств, необходимых для реализации мероприятий инвестиционной программы, устанавливается с учетом укрупненных сметных нормативов для объектов непроизводственного назначения и инженерной инфраструктуры, утвержденных Министерством строительства и ЖКХ Российской Федерации.

Указанные сметные нормативы не определяют порядка расчета средств, необходимых для реализации инвестиционных программ, но устанавливают граничные максимальных значения.

1. Расчет капитальных вложений для строительства конденсационных электрических станций:

$$K = [K_1 + K_2 \cdot (\eta_{\text{бл}} - 1)] \cdot C_P \cdot C_T, \quad (1)$$

где K_1, K_2 – капитальные вложения в первый и последующий агрегаты;

$\eta_{\text{бл}}$ – количество блоков;

C_P, C_T – коэффициенты, учитывающие район сооружения и вид топлива.

2. Расчет капиталовложений в тепловую электростанцию с поперечными связями:

$$K = K_1^K + K_1^T + K_{II}^K \cdot (\eta_K - 1) + K_{II}^T \cdot (\eta_T - 1) \cdot C_P \cdot C_T, \quad (2)$$

где K_1^K, K_2^T – капитальные затраты в первый котел и первый турбоагрегат;

K_{II}^K, K_{II}^T – капитальные затраты в каждый последующий котел и турбоагрегат;

η_K, η_T – количество однотипных котлов и турбоагрегатов.

Затраты, связанные с установкой первого агрегата, выделены отдельно, так как они выше, чем для последующих агрегатов. Это определяется тем, что для ввода первого агрегата необходимо произвести целый ряд работ, которые являются общими для этого агрегата и последующих (подъездные пути, подготовка площадки, устройства связи и водоснабжения, часть главного корпуса и др.).

Удельные капитальные затраты $K_{уд}$ в данный объект представляют собой отношение абсолютных капитальных вложений к установленной мощности объекта N_y , руб/ед. мощности:

$$K_{уд} = \frac{K}{N_y}, \quad (3)$$

4. Капитальные вложения в тепловые сети:

$$K_{T.C} = K_{уд.T.C} \cdot L \cdot D \cdot C_P, \quad (4)$$

где $K_{уд.T.C}$ – удельные капитальные вложения в тепловые сети, руб/км;

L – длина тепловой сети, км;

D – диаметр трубопровода, м;

C_P – коэффициент, учитывающий район сооружения.

5. Капитальные вложения в теплофикационные установки. Приблизительно капитальные затраты на теплообменные аппараты могут быть подсчитаны по формулам:

– для кожухотрубных теплообменников

$$K = (\beta_1 + \beta_{2\gamma_1} + \beta_3) \cdot G, \quad (5)$$

– для секционных теплообменников

$$K = (\beta_{4\gamma_2} + \beta_3) \cdot G, \quad (6)$$

где G – масса теплообменного аппарата, т;

β_1, β_2 – коэффициенты, зависящие от массы, вида материала и диаметра труб, руб/т;

β_3 – коэффициент, учитывающий затраты на монтаж, руб/т;

β_4 – коэффициент, зависящий от массы и материала теплообменника, руб/т;

γ_1 – поправка на отношение массы труб к массе аппарата;

γ_2 – поправка на диаметр труб и толщину их стенок.

Оценка с использованием укрупненных (удельных) показателей капиталовложений позволяет на предпроектной стадии выполнить сопоставительный анализ альтернативных вариантов технических решений систем энергообеспечения объектов жилищно-коммунального хозяйства. Даже наличие погрешности на той или иной стадии определения капитальных вложений не снижает эффективности подхода так как оценка выполняется в относительных величинах.

2.3 Себестоимость энергетической продукции и ценообразование

Все виды материальных и денежных затрат возникающих при производстве и реализации продукции формируют себестоимость произведенной продукции.

Себестоимость продукции — это стоимостная оценка используемых в процессе производства природных ресурсов, сырья, материалов, топлива, энергии, основных средств, трудовых ресурсов, а также других затрат на ее производство и реализацию.

Себестоимость единицы продукции определяется как отношение всех производственных издержек к количеству произведенной продукции:

$$\bar{s} = \frac{I}{V}, \quad (7)$$

где I — суммарная (полная) себестоимость, млн руб.;

\bar{s} — единичная себестоимость, млн руб./ед. пр.;

V — объем произведенной продукции.

Себестоимость тепловой энергии, руб/ГДж;

$$\bar{s}_{т.э} = \frac{I_{т.э}}{Q_{т}}, \quad (8)$$

Себестоимость электрической энергии, руб/(кВт*ч);

$$\bar{s}_{э.э} = \frac{I_{э.э}}{\mathcal{E}_{т}}, \quad (9)$$

где $I_{т.э}$ — годовые издержки на производство тепловой энергии, млн руб.;

$Q_{т}$ — количество тепла, произведенного за год, ГДж/год;

$I_{э.э}$ — годовые издержки на производство электрической энергии, млн руб.;

$\mathcal{E}_{т}$ — количество электрической энергии, произведенной за год, кВт-ч.

При расчете себестоимости продукции определяются затраты по следующим статьям:

- а) топливо и энергетические ресурсы со стороны по текущим ценам с учетом доставки;
- б) вода на технологические нужды по тарифам либо затратам;
- в) заработная плата персонала;
- г) налоговые отчисления (налог на имущество, отчисления с фонда оплаты труда, налог на прибыль и т.д.);
- д) амортизация, техническое обслуживание и ремонт оборудования;
- е) плата за негативное воздействие на окружающую среду.

Ценообразование — процесс формирования цен на товары, характеризующийся методами, способами установления цен. Различают две основные системы ценообразования: рыночное ценообразование на основе взаимодействия спроса и предложения и централизованное государственное ценообразование на основе назначения цен государственными органами (тарифообразование) [10].

В России рынок энергообеспечения объектов жилищно-коммунального хозяйства регулируется государством. Цены (тарифы) устанавливаются органами государственной власти (энергетическими комиссиями).

Правительством Российской Федерации приняты правовые акты: о ценообразовании в сфере теплоснабжения, о ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике. Разработаны и утверждены соответствующие методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) [14, 15, 16, 17].

Учитывая, что цена — это фундаментальная экономическая категория, которая представляет собой денежное выражение стоимости единицы товара, то оценка себестоимости единицы отпускаемой энергии является ключевым оценочным показателем, влияющим на принятие решения выбора системы энергообеспечения.

2.4 Экономическая эффективность инвестиций в энергообъекты

Оценка инвестиционных проектов строительства, расширения, реконструкции или технического перевооружения энергетических объектов определяется технологическими особенностями этих объектов, а также системной спецификой совместной работы объектов энергетической системы. К таким особенностям могут быть отнесены:

- совпадение во времени процессов производства и потребления электроэнергии.
- зависимость объема производства энергии от потребителей. Режим энергопотребления, отражаемый графиками нагрузок потребителей, оказывает сильное влияние на издержки энергетического производства.
- непрерывный характер производственного процесса. Эта особенность обуславливает высокий уровень надежности оборудования, автоматизации и управления технологическим процессом.
- сложные условия работы энергетического оборудования (высокие температуры и давления, химически агрессивные среды и т.д.).
- альтернативность выбора генерирующих установок.
- альтернативность вида используемого топлива (органическое топливо: уголь, газ, мазут, нефть, дизельное топливо, ядерная энергия, возобновляемые источники энергии (гидроэнергию, солнечную, ветровую, геотермальную и др.).

Учитывая большую длительность инвестиционного периода, следует отметить, что рубль, вложенный в проект в первый год инвестиционного периода не равен рублю, вкладываемому в проект в последующие годы. Вполне очевидно, что деньги имеют временную цену, т.е. ценность рубля, вложенного в проект в течение инвестиционного периода, изменяется.

Сравнение эффективности инвестиций альтернативных вариантов систем энергообеспечения и выбор наиболее оптимального из них может быть выполнен с использованием следующих критериев:

чистый дисконтированный доход (ЧДД) или интегральный эффект (NPV);

срок возврата инвестиций (период окупаемости);

Данные показатели являются ключевыми в оценке инвестиционной привлекательности проектов. Инвестора в первую очередь интересует срок возврата инвестиций и скорейшее получение прибыли на вложенный капитал.

2.4.1. Чистый дисконтированный доход

Чистый дисконтированный доход является важнейшим показателем эффективности инвестиционного проекта (ЧДД) и равен разности между дисконтированными на один момент времени показателями результатов и затрат.

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \times \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (10)$$

где R_t – суммарные результаты (выгоды или доходы), достигаемые на t -ом шаге расчета;

Z_t – затраты, осуществляемые на том же шаге;

E – норма дисконта, равная приемлемой для инвестора норме дохода на капитал;

Если ЧДД инвестиционного проекта достигает положительного значения, проект является эффективным (при данной норме дисконта). При расчетах показателей экономической эффективности в состав результатов R_t проекта включаются чистая прибыль плюс амортизация, в состав затрат Z_t при этом включаются капитальные вложения или капитализированные инвестиции.

2.4.2. Срок возврата инвестиций (период окупаемости)

Это минимальный временной интервал (в годах или месяцах) от начала осуществления проекта, до срока за пределами которого чистый дисконтированный доход становится и в дальнейшем остается

неотрицательным. Иными словами, период возврата инвестиций представляет собой необходимое время для полной компенсации суммы дисконтированных инвестиций суммой дисконтированных доходов.

Годом окупаемости проекта считается год, в котором значение чистого дисконтированного дохода становится положительным.

2.5 Выводы

Принятие решения о реализации того или иного варианта технического решения (проекта) системы энергообеспечения обусловлено необходимостью сравнительной оценки альтернативных вариантов.

В условиях многообразия энергетических установок, видов топлива многократно возрастает сложность выбора в пользу того или иного варианта.

В такой ситуации должна быть решена основная задача - выбор оптимального варианта на основе многокритериальной оценки.

Инвестор, как правило, предъявляет только экономические требования. Для инвестора оптимальный вариант должен иметь максимальную доходность и минимальный срок возврата капитала.

Ресурсоснабжающая организация заинтересована в получении технико-экономического эффекта (снижение удельного расхода топлива, снижение негативного воздействия на окружающую среду, снижение энергетических потерь и т.д.).

В этой связи показатель, имеющий наибольший удельный вес при принятии решения, определяется заказчиком в рамках технического задания.

Показатели удельного расхода топлива, объема капитальных вложений, срока возврата инвестиций (окупаемости проекта) являются основой для проведения оценки технико-экономической и финансовой эффективности проекта. На основе таких показателей формируются направления развития систем энергообеспечения, определяются приоритетные к использованию виды топлива и (или) технологии получения энергии, а также может быть выполнена

экспертная оценка существующих систем энергоснабжения.

3 Разработка методики оценки технико-экономической и финансово-экономической эффективности систем энергообеспечения

В настоящее время отсутствует комплексная методика технико-экономической оценки применения энергоисточников в зависимости от муниципалитетов и субъектов РФ. Разработка данной методики позволит еще на стадии проработки определить оптимальные технологии для энергообеспечения жилых и промышленных объектов в зависимости от множества факторов, учитывающих особенности муниципалитетов и субъектов РФ.

Для решения задачи выбора и оптимизации технологических схем и состава оборудования при проектировании систем энергоснабжения предложена комплексная методика оценки и сравнения технико-экономических и финансовых показателей эффективности проектов, предусматривающих обеспечение заданных нагрузок с помощью различных сочетаний энергоустановок и применения альтернативных видов топлива.

3.1 Постановка задачи. Техническое задание. Подготовка исходных данных для расчета

Постановка задачи и целевые показатели формируются в рамках разработки технического задания по согласованию с заказчиком. На этом этапе формулируются требования к будущему объекту, граничные условия функционирования (технологические, режимные), уточняются ограничения, в рамках которых должен функционировать объект исследования.

На этапе подготовки исходных данных выполняется анализ внешней среды. Определяются факторы влияния и ограничения условий функционирования объекта. Выполняется анализ топливно-энергетического баланса территории. Проводится оценка доступности традиционных видов

топлива и возобновляемых энергетических ресурсов. Изучается регуляторная среда, нормы и требования в области экологии, региональные особенности.

Ниже представлен пример опросного листа для подготовки технического задания.

ОПРОСНЫЙ ЛИСТ

для подготовки технического задания
на разработку альтернативных вариантов энергообеспечения объектов ЖКХ

1.	Цель:																								
2.	Описание объекта потребления:																								
3.	Место расположения земельного участка объекта потребления.																								
4.	<p>Вид/мощность потребляемой энергии:</p> <table border="0"><tr><td><input type="checkbox"/> - электрическая.</td><td>max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.</td></tr><tr><td><input type="checkbox"/> - отопление;</td><td>max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.</td></tr><tr><td><input type="checkbox"/> - горячее водоснабжение;</td><td>max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.</td></tr><tr><td><input type="checkbox"/> - тепловая.</td><td></td></tr><tr><td><input type="checkbox"/> - в паре;</td><td>max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.</td></tr><tr><td><input type="checkbox"/> - технология;</td><td>max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.</td></tr><tr><td><input type="checkbox"/> - отопление;</td><td>max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.</td></tr><tr><td><input type="checkbox"/> - горячее водоснабжение.</td><td></td></tr><tr><td><input type="checkbox"/> - в горячей воде;</td><td>max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.</td></tr><tr><td><input type="checkbox"/> - технология;</td><td>max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.</td></tr><tr><td><input type="checkbox"/> - отопление;</td><td>max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.</td></tr><tr><td><input type="checkbox"/> - горячее водоснабжение.</td><td>max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.</td></tr></table>	<input type="checkbox"/> - электрическая.	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.	<input type="checkbox"/> - отопление;	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.	<input type="checkbox"/> - горячее водоснабжение;	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.	<input type="checkbox"/> - тепловая.		<input type="checkbox"/> - в паре;	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.	<input type="checkbox"/> - технология;	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.	<input type="checkbox"/> - отопление;	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.	<input type="checkbox"/> - горячее водоснабжение.		<input type="checkbox"/> - в горячей воде;	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.	<input type="checkbox"/> - технология;	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.	<input type="checkbox"/> - отопление;	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.	<input type="checkbox"/> - горячее водоснабжение.	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.
<input type="checkbox"/> - электрическая.	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.																								
<input type="checkbox"/> - отопление;	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.																								
<input type="checkbox"/> - горячее водоснабжение;	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.																								
<input type="checkbox"/> - тепловая.																									
<input type="checkbox"/> - в паре;	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.																								
<input type="checkbox"/> - технология;	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.																								
<input type="checkbox"/> - отопление;	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.																								
<input type="checkbox"/> - горячее водоснабжение.																									
<input type="checkbox"/> - в горячей воде;	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.																								
<input type="checkbox"/> - технология;	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.																								
<input type="checkbox"/> - отопление;	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.																								
<input type="checkbox"/> - горячее водоснабжение.	max <input type="text"/> МВт., min <input type="text"/> МВт.																								
5.	<p>Режим потребления энергии: (круглосуточно, круглогодично, в отопительный период, в летний период).</p> <p>Электрическая энергия: <input type="checkbox"/> - круглогодично; <input type="checkbox"/> - круглосуточно;</p> <p><input type="checkbox"/> -иное _____</p> <hr/> <hr/> <p>Технология: <input type="checkbox"/> -круглогодично; <input type="checkbox"/> -круглосуточно; <input type="checkbox"/> -ОЗП; <input type="checkbox"/> -летний период;</p>																								

Отопление: ☐ -круглогодично; ☐ -круглосуточно; ☐ -ОЗП; ☐ -летний период;

ГВС: ☐ -круглогодично; ☐ -круглосуточно; ☐ -ОЗП; ☐ -летний период;

☐ -иное _____ -

6. Источник питьевого водоснабжения:

☐ - система централизованного водоснабжения.

☐ - собственные водозаборные сооружения.

7. Источник технического водоснабжения:

☐ - система централизованного водоснабжения.

☐ - собственные водозаборные сооружения.

8. Альтернативные варианты энергообеспечения:

☐ - локальный источник электрической энергии.

☐ - локальный источник тепловой энергии.

☐ - подключение к системе централизованного электроснабжения.

☐ - подключение к системе централизованного теплоснабжения.

☐ - комбинированная схема энергоснабжения.

9. Альтернативные виды топлива для локального энергоисточника:

☐ - твердое топливо: ☐ - уголь; - торф; -

иное: _____;

☐ - жидкое топливо: ☐ - мазут; - диз.топливо; - нефть; -

иное: _____;

☐ - газообразное: ☐ - природный газ; - синтез газ; -

иное: _____;

10. Источники возобновляемой энергии:

☐ - солнце; ☐ - ветер; ☐ - вода; ☐ - бытовые отходы; ☐ - древесное;

☐ -

иное: _____

11. Индикативные показатели отбора альтернативных вариантов*:

☐ - уд. расход топлива; ☐ - себестоимость э/э; ☐ - капитальные

☐ - стоимость топлива; ☐ - себестоимость т/э; ☐ - вложения;

☐ - наличие местных ☐ - совокупные годовые ☐ - срок окупаемости;

источников топлива; эксплуатационные затраты ☐ - ЧДД;

(НВВ);

☐ - прогнозный рост цены на топливо;

☐ - платежи за негативное воздействие на окружающую среду;

☐ - выбрать все.

* - возможен выбор только одного критерия.

☐ - срок полезного использования;

☐ - срок строительства проекта

3.2 Методология оценки и сопоставления технико-экономических и финансовых показателей эффективности

На основе исходных данных и результатах анализа внешней среды выполняется разработка альтернативных вариантов технических решений. Разрабатываются энергетические схемы с различными сочетаниями энергоустановок и использованием всех доступных видов топлива. Варианты приводятся к энергетической и экономической сопоставимости.

Далее выполняется расчет технико-экономических и финансовых показателей для каждого разработанного варианта схемы: удельного расхода топлива, капитальных вложений, себестоимости отпускаемой энергии, чистого дисконтированного дохода, срока окупаемости.

Результирующим этапом является сопоставление и отбор оптимального варианта по показателям, значения которых наилучшим образом соответствуют заданным в техническом задании и (или) ограничениям внешней среды.

Принцип реализации данного подхода представлена на рисунке 9.

Вертикально (сверху-вниз) обозначена последовательность выполнения технико-экономических расчетов. Горизонтальные стрелки обозначают входные данные и методологические материалы на основе которых выполняются расчеты. В свою очередь каждый такой входной параметр может быть предметом отдельного расчетного исследования.

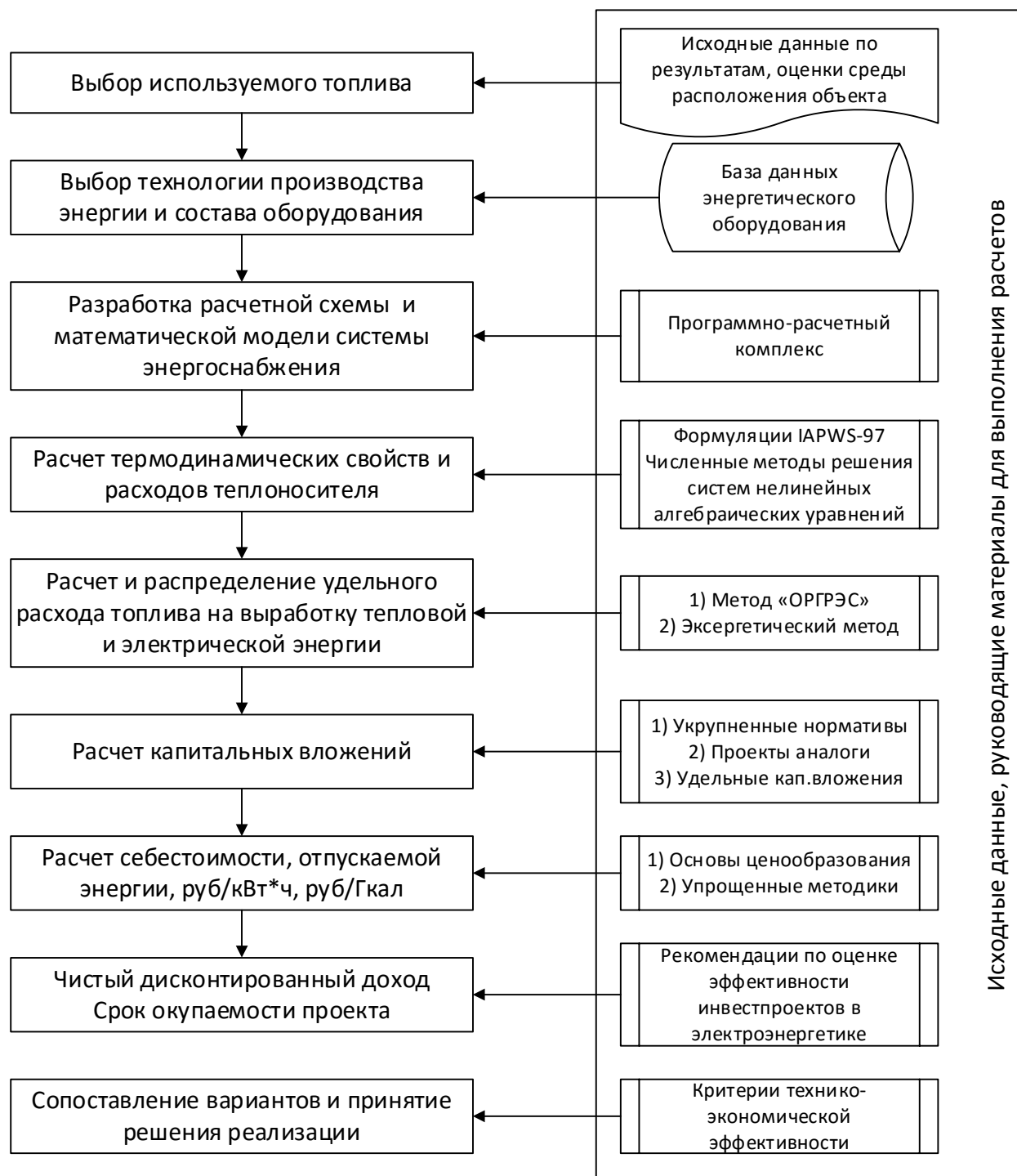


Рисунок 9 – Методология технико-экономической оценки систем энергообеспечения объектов ЖКХ

3.3 Разработка расчетных схем вариантов систем энергообеспечения

Для решения задачи выбора и оптимизации технологических схем формируются расчетные схемы.

Расчеты выполняются в преимущественно автоматизированном режиме для следующего набора схем и оборудования:

1. Водогрейные котлы (только отопительная нагрузка), рисунок 10;
2. Паровые котлы (только отопительная нагрузка с работой через РОУ), рисунок 11;
3. Паротурбинная установка типа К (в базовом варианте расчета только электрическая нагрузка), рисунок 12;
4. Паротурбинная установка типа Т (с полным покрытием отопительной нагрузки отбором турбины), рисунок 13;
5. Паротурбинная установка типа Р, рисунок 14;
6. Газотурбинная установка с котлом-утилизатором, рисунок 15;
7. Парогазовая установка с паровой турбиной типа К (в базовом варианте расчета только электрическая нагрузка), рисунок 16;

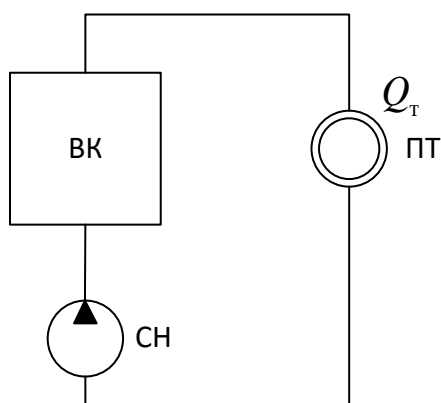


Рисунок 10 – Расчетная схема водогрейного котла

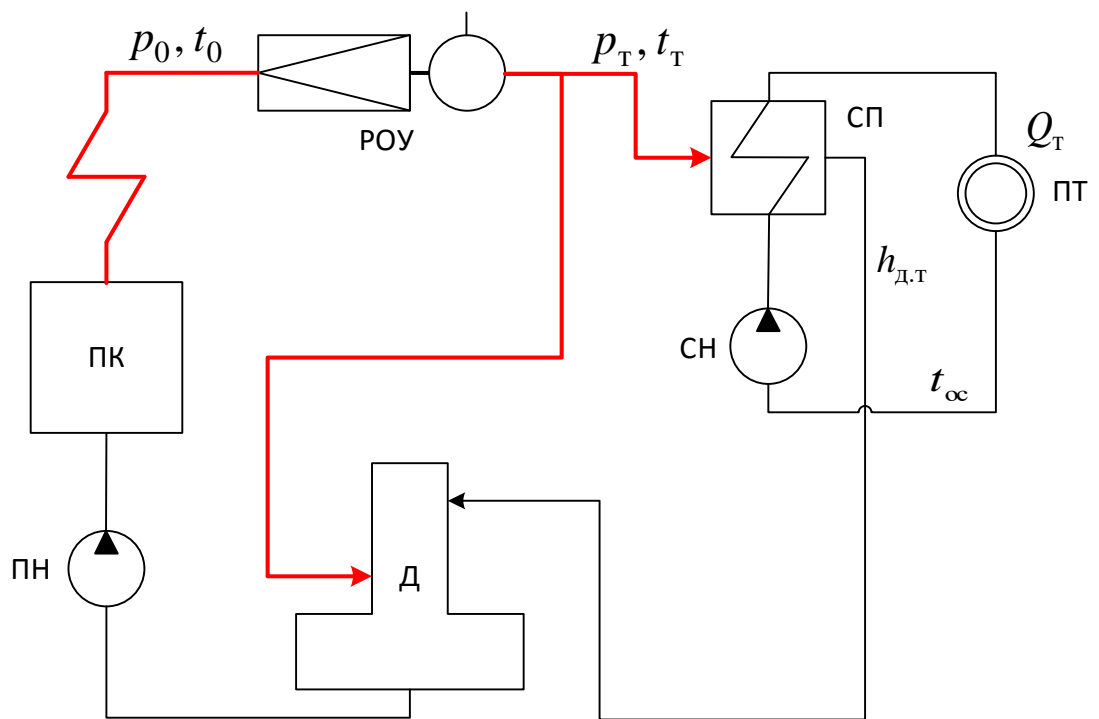


Рисунок 11 – Расчетная схема отопительного парового котла

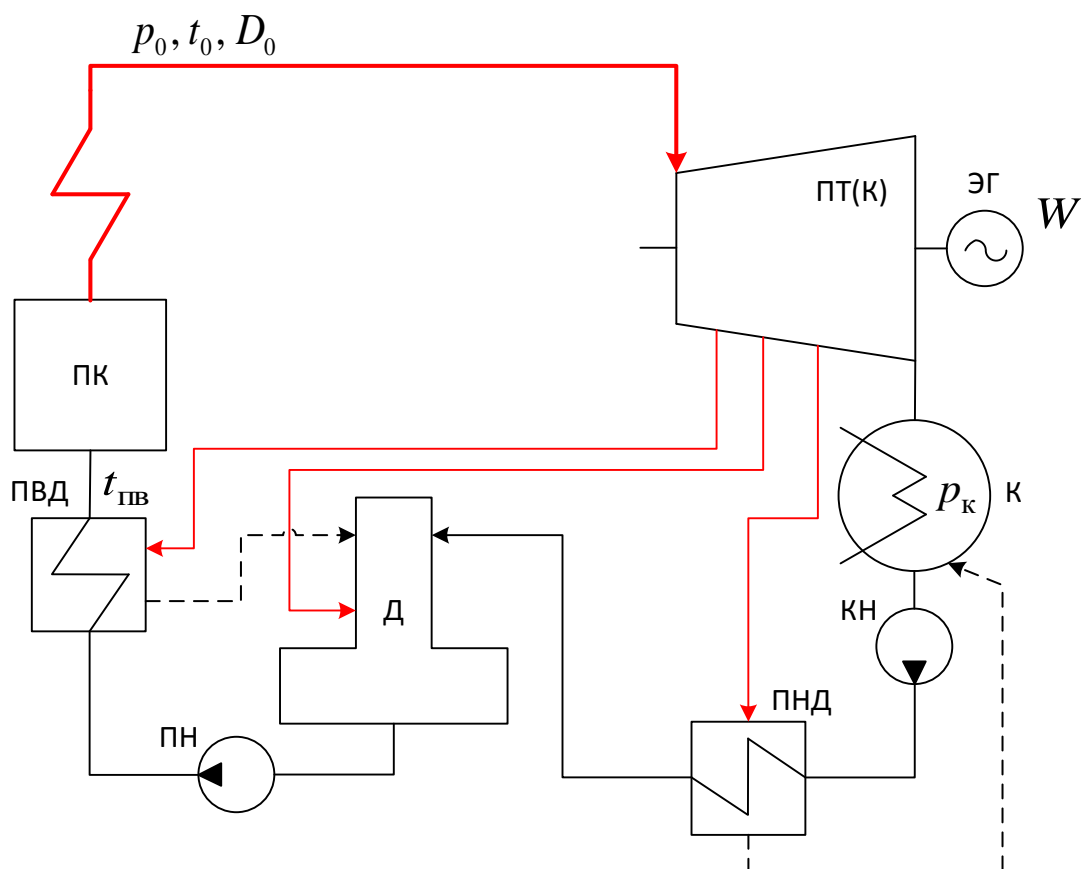


Рисунок 12 – Расчетная схема конденсационной ПТУ

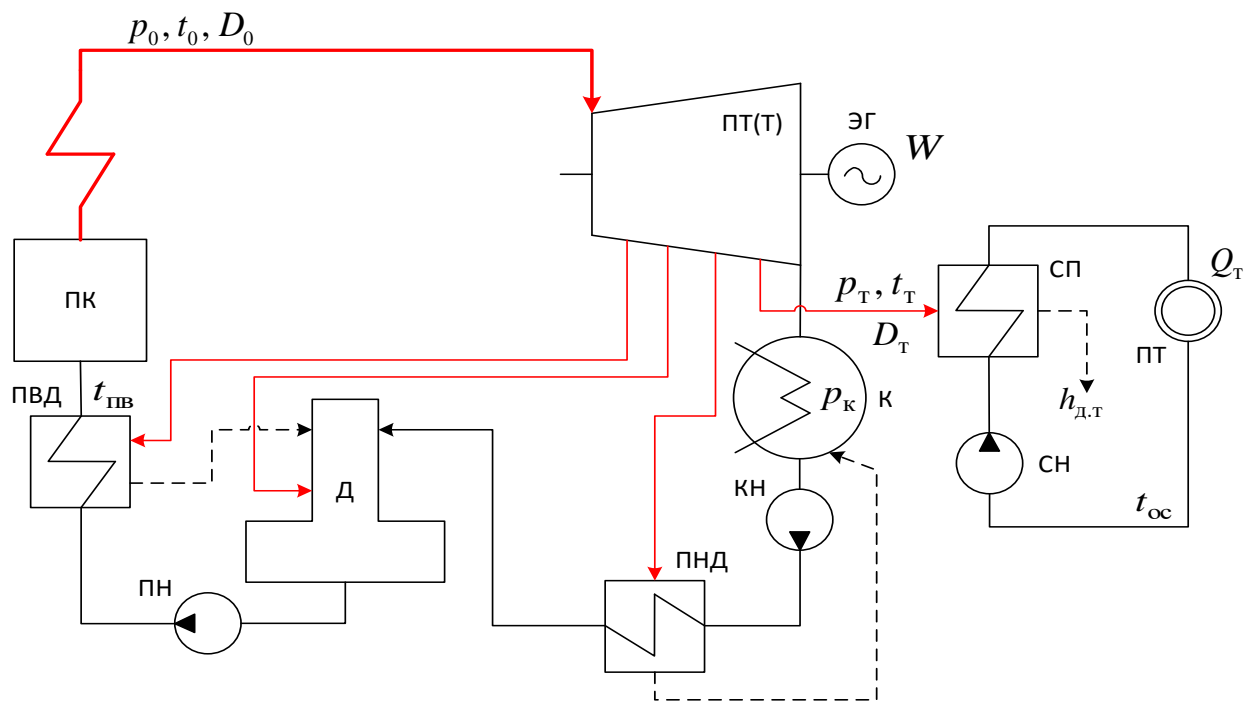


Рисунок 13 – Расчетная схема ПТУ с регулируемым теплофикационным отбором

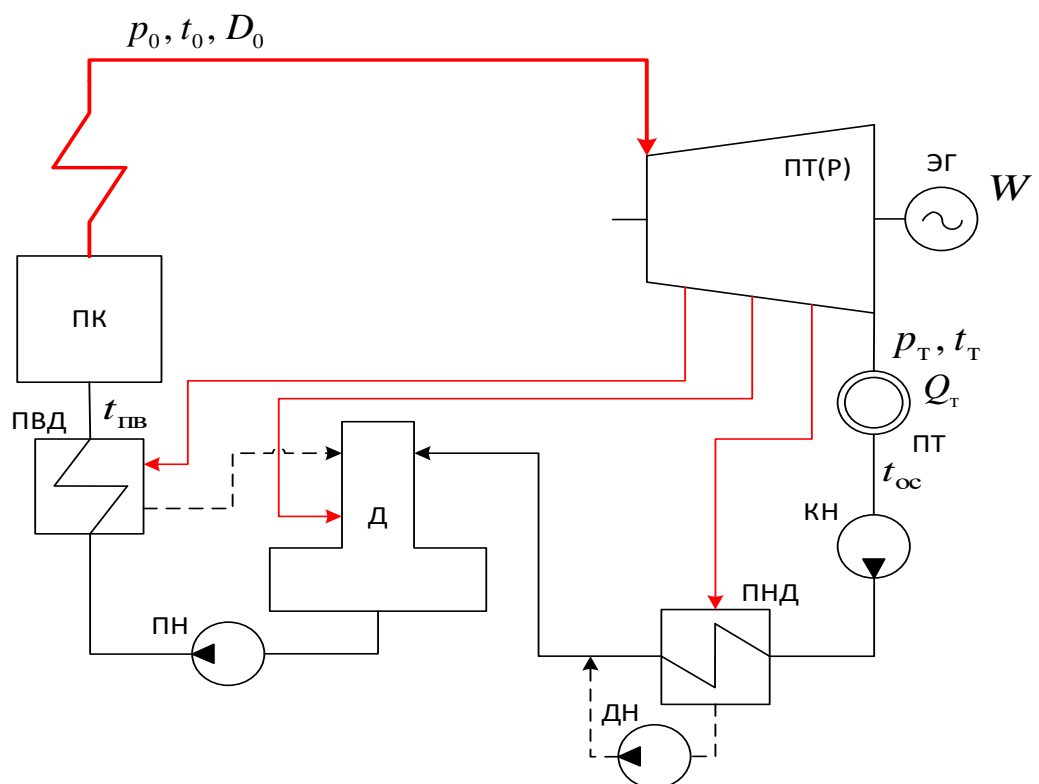


Рисунок 14 – Расчетная схема ПТУ с противодавлением

Газотурбинная установка с котлом-утилизатором (рисунок 15) может быть рассчитана в двух вариантах: а) на полную тепловую нагрузку с подачей, при необходимости, дополнительного топлива на котел-утилизатор; б) без подачи дополнительного топлива, с определением обеспечиваемой отработавшими газами ГТ тепловой нагрузки.

При необходимости схемы могут быть дополнены водогрейными или паровыми котлами для покрытия отопительной нагрузки.

В случае использования твердого топлива, для схем ГТУ и ПГУ предполагается его предварительная внутрицикловая газификация с последующим сжиганием в камерах сгорания ГТ и паровом котле (для ПТ в составе ПГУ) получаемого синтез-газа.

Также существенные особенности с точки зрения расчета показателей имеют схемы с противодавленческими турбинами типа Р, для которых электрическая и тепловая нагрузки жестко связаны между собой. В схеме за основную берется отопительная нагрузка, а электрическая вычисляется по имеющему расходу пара через турбину и, следовательно, может оказаться больше или меньше заданной для всех схем, что оказывает определенное влияние как на технико-экономические, так и на финансовые показатели. В случае недостатка электрической нагрузки относительно заданной, эта ее часть может быть покрыта за счет газовой турбины, для которых распределение электрической нагрузки между газовой и паровой турбинами задается вручную.

На базе рассмотренных готовых вариантов возможно также создание вручную более сложных расчетных схем, включающих дополнительные источники электрической и/или тепловой энергии, такие как котлы с электронагревом, возобновляемые источники энергии и т.д. Пример такой схемы приведен на рисунке 17 – когенерационная установка (ГТУ с котлом-утилизатором, не предусматривающим дополнительной подачи топлива), дополнена электродкотлом для покрытия недостающей части тепловой нагрузки и ветрогенератором, покрывающим часть электрической нагрузки.

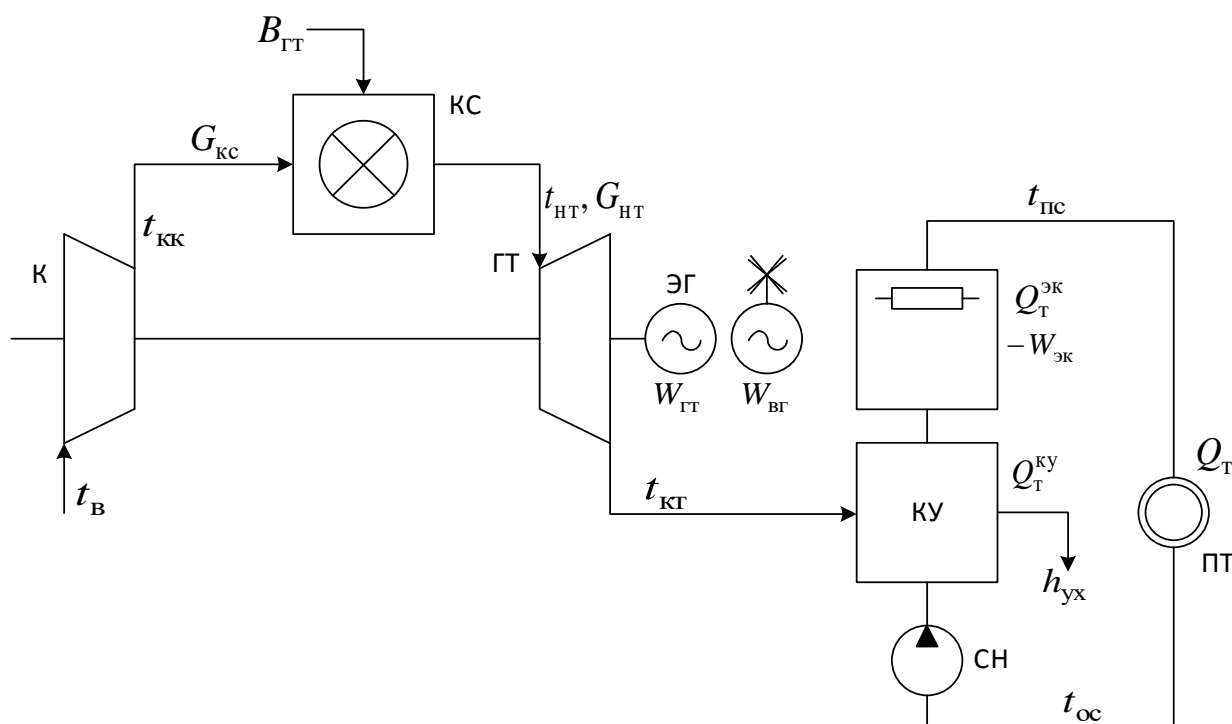


Рисунок 17 – Расчетная схема ГТУ с котлом-утилизатором, электрокотлом и ветрогенератором

Исходные данные для расчетных схем

Исходные данные для расчета можно разбить на две глобальные группы: общие (унифицированные) исходные данные для всех схем и отдельные (индивидуальные) наборы данных различных групп схем.

К общим (унифицированным) исходным данным относятся технические характеристики:

- Установленные электрическая и тепловая нагрузки, а также тепловая нагрузка в паре: – W^{ycm} [МВт], Q_m^{ycm} [Гкал/ч], Q_n [Гкал/час, т/ч] соответственно;
- Рабочая электрическая и тепловая нагрузки – W^{pab} [МВт] и Q_m^{pab} [Гкал/ч] соответственно;
- Число часов использования электрической и тепловой нагрузки – $\tau_{200}^{ээ}$ и $\tau_{200}^{mэ}$ [ч/год] соответственно;

– Характеристики топлива: теплота сгорания $Q_n^{p_0}$ [ккал/кг] и цена [руб./т(м³)]; для схем с ВЦГ твердого топлива обязательно задаются следующие его характеристики: содержание углерода C^p , кислорода O^p и H^p [%].

и экономические:

- Норма амортизации $N_{ам}$;
- Норма затрат на текущие ремонты (в долях от затрат на амортизацию) $N_{тр}$;
- Среднемесячный фонд заработной платы одного работника $\Phi_{мес}$ [руб./мес.];
- Поправки к штатным коэффициентам, позволяющие учесть вид сжигаемого топлива и выполнять расчет затрат как только на эксплуатационный персонал, так и на весь;
- Норма дисконтирования $E_{диск}$;
- Нормы рентабельности по производству и отпуску электрической и тепловой энергии – $H_{рент}^{э}$ и $H_{рент}^{тэ}$ соответственно;
- Действующие тарифы на электрическую и тепловую энергию – $T^э$ [руб./кВт·ч] и $T^{тэ}$ [руб./Гкал] соответственно.

Далее, для схем с водогрейными котлами задаются:

- Тепловые потери водогрейного котла q_2-q_6 [%], либо напрямую его КПД η_k ;
- КПД, учитывающие потери в трубопроводах и теплообменных аппаратах (сетевых подогревателей) $\eta_{тр}$ и $\eta_{та}$ соответственно;
- Удельные капиталовложения $k^{тэ}$ [млн. руб./ (Гкал/ч)].

Для схем с паровыми отопительными котлами задаются:

- Тепловые потери парового котла
- $q_2 - q_6$ [%], либо напрямую его КПД η_k ;
- КПД РОУ $\eta_{РОУ}$ либо необходимые для его расчета параметры перегретого пара за котлом p_0 [МПа], t_0 [°C], пара, поступающего на теплофикацию

(сетевые подогреватели), p_m [МПа], t_m [°C], и температура обратной сетевой воды t_{oc} [°C];

- КПД, учитывающие потери в трубопроводах и теплообменных аппаратах (сетевых подогревателях) – η_{mp} и η_{ma} соответственно;

- Удельные капиталовложения k^{m3} [млн. руб./(Гкал/ч)].

Для схем с паротурбинными установками задаются:

- Тепловые потери парового котла $q_2 - q_6$ [%], либо напрямую его КПД η_k ;

- Параметры перегретого пара за котлом p_0 [МПа], t_0 [°C];

- Давление в конденсаторе p_k [МПа];

- Внутренний относительный КПД турбины η_{oi} и электромеханический КПД турбогенератора $\eta_{эм}$;

- Температура питательной воды $t_{пв}$ [°C];

- Коэффициент регенерации $k_{рег}$;

- Параметры пара, поступающего на теплофикацию (сетевые подогреватели), p_m [МПа], t_m [°C], и температура обратной сетевой воды t_{oc} [°C];

- Доли затрат электрической и тепловой энергии на собственные нужды – $\alpha_{сн}^{э}$ и $\alpha_{сн}^{т3}$ соответственно;

- Коэффициент теплофикации α_m ;

- Удельные капиталовложения k [млн. руб./МВт].

Для схем с газотурбинными установками задаются:

- Начальная температура газов перед турбиной $t_{нт}$ [°C];

- Температура окружающего воздуха t_e [°C];

- Степень сжатия π ;

- Коэффициенты полезного действия: газовой турбины $\eta_{зм}$, камеры сгорания $\eta_{кс}$, компрессора η_k , механический η_m , генератора η_g ;

- Параметры котла-утилизатора (для схемы 8): температуры прямой и обратной сетевой воды – t_{nc} и t_{oc} [°C] соответственно, его КПД $\eta_{ку}$ и энтальпия уходящих газов за котлом-утилизатором η_{yx} [кДж/кг];
- Доли затрат электрической и тепловой энергии на собственные нужды – $\alpha_{сн}^{э}$ и $\alpha_{сн}^{тэ}$ соответственно;
- Удельные капиталовложения $k^{э}$ [млн. руб./МВт] и (при необходимости учета дополнительных затрат на котел-утилизатор) $k^{тэ}$ [млн. руб./[Гкал/ч]].

Для схем с парогазовыми установками задаются:

- Распределение электрической нагрузки между газовой и паровой турбинами;
- Все параметры для паровых и газовых турбин, перечисленные выше, за исключением параметров котла-утилизатора, который в схемах ПГУ отсутствует.

Для схем с ВИЭ (для генераторов ВИЭ) исходными данными являются:

- ежегодная выработка электрической или тепловой энергии генерирующим объектом на базе ВИЭ;
- капитальные затраты на строительство генерирующего объекта.

3.4 Расчет технико-экономических и финансовых показателей

Расчетная часть состоит из двух этапов – расчет технико-экономических показателей (КПД и удельные расходы условного и натурального топлива на выработку электрической и тепловой энергии) и финансовых показателей проектов (затраты, себестоимость электрической и тепловой энергии и срок окупаемости). Основные особенности по схемам проявляются в расчете общего расхода топлива на энергоустановку, поэтому этот вопрос будет рассмотрен более подробно по отдельным схемам или их группам (исключение составляют схемы 1 и 2 с отопительными котлами – ввиду относительной простоты расчета,

удельные расходы топлива для них находятся через КПД по отпуску тепловой энергии). Далее для схем 3–11 этот расход распределяется в соответствии с методикой ОРГРЭС на электрическую и тепловую энергию и определяются удельные расходы натурального топлива на выработку электрической и тепловой энергии, которые позволят на втором этапе найти затраты на топливо.

Схемы с отопительными котлами вырабатывают только тепловую энергию и характеризуются довольно простыми зависимостями для определения их технико-экономических показателей, поэтому позволяют определить удельный расход натурального топлива на выработку тепловой энергии $b_{мэ}$, $b_{тэ}$, кг н.т./Гкал, через КПД по отпуску тепловой энергии

$$b_{мэ} = \frac{10^6}{Q_H^p \times \eta_{мэ}}, \quad (11)$$

где $\eta_{мэ}$ – КПД установки по отпуску тепловой энергии, определяется как произведение коэффициентов полезного действия котла, трубопроводов, теплообменных аппаратов и РОУ

$$\eta_{мэ} = \eta_k \times \eta_{мр} \times \eta_{ма} \times \eta_{РОУ}, \quad (12)$$

где значение КПД котла η_k , если не задано в исходных данных напрямую, рассчитывается методом обратного баланса через потери теплоты

$$\eta_k = 1 - \frac{q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6}{100}, \quad (13)$$

КПД РОУ для водогрейных котлов принимается равным 1, для паровых – либо задается напрямую в исходных данных, либо рассчитывается по следующей формуле

$$\eta_{\text{POY}} = \frac{h_m - h_{\partial.m}}{h_0 - h_{\partial.m}}, \quad (14)$$

где $h_m = f(p_m, t_m)$ – энтальпия пара на входе в сетевой подогреватель, кДж/кг;

$h_{\partial.m} = (t_{oc} + (6 \div 10)^\circ) \cdot c_b$ – энтальпия дренажа греющего пара, кДж/кг, определяемая исходя из наличия естественной зоны охлаждения дренажа в сетевом подогревателе через температуру обратной сетевой воды, поступающей в подогреватель;

$h_0 = f(p_0, t_0)$ – энтальпия пара на выходе из котла, кДж/кг.

Схемы с паротурбинными установками могут вырабатывать либо только электрическую (турбины К), либо электрическую и тепловую энергию (турбины Т и Р). Укрупненный расчет тепловой схемы, конечной целью которого является на данном этапе определение общего расхода топлива, выполняется по следующей методике.

Определяется энтальпия острого пара перед турбиной, кДж/кг

$$h_0 = f(p_0, t_0), \quad (15)$$

По параметрам пара перед и за турбиной рассчитывается ее действительный теплоперепад, кДж/кг

$$H = f(p_0, h_0, p_k, \eta_{oi}), \quad (16)$$

где p_k – давление в конденсаторе – для расчета схемы с турбиной Р заменяется на давление пара, поступающего на теплофикацию (сетевой подогреватель) p_m и энтальпия пара за турбиной, кДж/кг

$$h_k = h_0 - H, \quad (17)$$

Для турбин Т и Р находятся параметры теплофикационного отбора:

– действительный теплоперепад (от входа пара в турбину до теплофикационного отбора), кДж/кг

$$H_m = f(p_0, h_0, p_\kappa, \eta_{oi}), \quad (18)$$

– энтальпия пара в теплофикационном отборе, кДж/кг

$$h_m = h_0 - H_m, \quad (19)$$

– коэффициент недовыработки энергии паром теплофикационного и производственного отборов

$$y_m = \frac{h_m - h_\kappa}{h_0 - h_\kappa}, \quad (20)$$

$$y_n = \frac{h_n - h_\kappa}{h_0 - h_\kappa},$$

(для турбин Р $H_m=H$, $h_m=h_\kappa$, $y_m=0$).

– энтальпия дренажа пара теплофикационного отбора, кДж/кг, определяемая исходя из наличия естественной зоны охлаждения дренажа в сетевом подогревателе через температуру обратной сетевой воды, поступающей в подогреватель:

$$h_{o.m} = (t_{oc} + (6 \div 10)^\circ) \cdot c_\delta, \quad (21)$$

– расход пара на теплофикационный отбор, кг/с

$$D_m = \frac{Q_m \cdot 1163}{(h_m - h_{0.м}) \cdot \eta_{ma}}, \quad (22)$$

где Q_m – тепловая нагрузка, Гкал/ч;

η_{ma} – КПД сетевого подогревателя.

Расход острого пара на турбину, кг/с

$$D_0 = k_{рег} \cdot \left(\frac{W}{H \times \eta_{эм}} + y_m \cdot D_m + y_n \cdot D_n \right), \quad (23)$$

где W – электрическая нагрузка, кВт. Для схем с турбинами К и Т используется заданное значение, для турбин типа Р, в связи с жесткой связью выработки электрической и тепловой энергии, значение W предварительно уточняется по расходу пара, требуемому для обеспечения тепловой нагрузки:

$$W = D_m \cdot H_m \cdot \eta_{эм}, \quad (24)$$

Общий расход натурального топлива, кг/с

$$B = \frac{D_0 \cdot (h_0 - h_{н6})}{Q_n^p \cdot \eta_k}, \quad (25)$$

где $h_{н6}$ – энтальпия питательной воды, кДж/кг;

Q_n^p – теплота сгорания натурального топлива, кДж/кг;

η_k – КПД котла, если не задано в исходных данных напрямую, рассчитывается методом обратного баланса через потери теплоты

$$\eta_k = \frac{q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6}{100}. \quad (26)$$

где q_2 – потери теплоты с уходящими газами, %;

q_3 – потери теплоты от химического недожога горючих газов, %;

q_4 – потери теплоты от механического недожога, %;

q_5 – потери теплоты от наружного охлаждения, %;

q_6 – потери теплоты с физическим теплом шлаков, %;

Затем выполняется распределение расхода на электрическую и тепловую энергии и определение удельных расходов топлива, которое будет рассмотрено ниже.

Схемы с газотурбинными установками могут вырабатывать либо только электрическую, либо электрическую и тепловую энергию (газовая турбина с котлом-утилизатором). В качестве топлива для камеры сгорания ГТ и для котла-утилизатора могут выступать исходное жидкое и газообразное топлива, а также синтез-газ, получаемый из твердого топлива с помощью внутрицикловой газификации. В последнем случае сначала выполняется расчет газификатора, а затем рассматриваемый ниже укрупненный расчет ГТУ, конечной целью которого является на данном этапе определение общего расхода топлива.

При известной электрической нагрузке W задаемся ориентировочно, с последующим уточнением, требуемой мощностью привода компрессора N_k , кВт, что позволит оценить внутреннюю мощность газовой турбины, кВт:

$$N_i = \frac{\frac{W \cdot 1000}{\eta_2} + \frac{N_k}{\eta_m}}{\eta_m}, \quad (27)$$

Определяются конечные температуры воздуха за компрессором T_{kk} и газов за газовой турбиной T_{kt} , К

$$T_{kk} = (t_g + 273) \cdot \left(1 + \frac{\pi^{\frac{R_g}{c_g}} - 1}{\eta_k}\right), \quad (28)$$

где $R_v = 0,287$ кДж/(кг·К) – газовая постоянная воздуха;

c_B – средняя теплоемкость воздуха в компрессоре, кДж/(кг·К).

$$T_{KM} = (t_{HM} + 273) \cdot (1 - (1 - \pi^{\frac{R_g}{c_{g,cp}}}) \cdot \eta_{zM}), \quad (29)$$

где R_g – газовая постоянная рабочего тела в газовой турбине, кДж/(кг·К);

$c_{г,ср}$ – средняя теплоемкость рабочего тела в ГТ, кДж/(кг·К).

Рассчитываются начальная и конечная энтальпии газов в газовой турбине h_{HM} и h_{KM} соответственно, а также энтальпия воздуха за компрессором h_{KK} , кДж/кг

$$\begin{aligned} h_{HM} &= T_{HM} \cdot c_{г,вх}, \\ h_{KM} &= T_{KM} \cdot c_{г,вых}, \\ h_{KK} &= T_{KM} \cdot c_B, \end{aligned} \quad (30)$$

Где $c_{г,вх}$, $c_{г,вых}$, c_B – соответственно теплоемкости газов на входе и выходе ГТ и воздуха, кДж/(кг·К).

Расход газов через турбину, кг/с

$$G_{HM} = \frac{N_i}{h_{HM} - h_{KM}}, \quad (31)$$

Энтальпия сжигаемого топлива

$$h_{топл} = (t_g + 273) \cdot c_{топл}, \quad (32)$$

где $c_{топл}$ – теплоемкость сжигаемого топлива, кДж/(кг·К).

Расход топлива на камеру сгорания газовой турбины, кг/с

$$B_{гМ} = \frac{G_{HM}}{\frac{Q_n^p \cdot \eta_{KC} + h_{топл}}{h_{HM} - h_{KK}} + 1}, \quad (33)$$

где Q_n^p – теплота сгорания топлива, кДж/кг.

При наличии за газовой турбиной котла-утилизатора (КУ), использующего для подогрева сетевой воды теплоту отработавших в ГТ газов, определяется

необходимость сжигания в КУ дополнительного количества топлива для обеспечения заданной тепловой нагрузки.

$$B_{\text{ку}(\text{доп})} = \frac{Q_m - G_{\text{нт}} \cdot (h_{\text{кт}} - h_{\text{yx}})}{Q_{\text{н}}^p \cdot \eta_{\text{ку}}}. \quad (34)$$

В случае, если расход получается меньше 0 (теплоты отработавших в ГТ газов достаточно для обеспечения тепловой нагрузки), $B_{\text{ку}(\text{доп})}$ принимается равным 0. Также возможен отдельный вариант расчета ГТУ с котлом-утилизатором, в котором подача дополнительного топлива не предусмотрена технологически. В этом случае расход $B_{\text{ку}(\text{доп})}$ всегда принимается равным 0, а сам котел-утилизатор, если теплоты отработавших в ГТ газов окажется недостаточно для полного покрытия тепловой нагрузки, будет обеспечивать некоторую ее часть, определяемую как

$$Q_m^{\text{ку}} = G_{\text{нт}} \cdot (h_{\text{кт}} - h_{\text{yx}}). \quad (35)$$

Таким образом, полный расход топлива на ГТУ, кг/с, составит, в общем случае

$$B_{\text{гту}} = B_{\text{гт}} + B_{\text{ку}(\text{доп})}. \quad (36)$$

Для схем с внутрицикловой газификацией данный расход представляет собой расход сжигаемого в камере сгорания ГТ и котле-утилизаторе синтез-газа, поэтому для определения расхода исходного твердого топлива выполняется пересчет с синтез-газа на натуральное топливо, кг/с

$$B = \frac{B_{\text{гту}}}{m_{12}c.c.} \quad (37)$$

где $m_{12}c.c.$ – количество синтез-газа, получаемого с 1 кг твердого топлива, м³/кг.

Для проверки заданной мощности привода компрессора определяется расход воздуха через компрессор на камеру сгорания, кг/с, и его теплоперепад H_{κ} , кДж/кг

$$G_{\kappa} = \frac{B_{\text{зм}} \cdot (Q_{\text{н}}^p \cdot \eta_{\kappa} + h_{\text{топл}})}{h_{\text{нт}} - h_{\kappa}}, \quad (38)$$

$$H_{\kappa} = (t_b + 273) \cdot c_b \cdot (\pi^{\frac{R_b}{c_b}} - 1),$$

Тогда внутренняя мощность, потребляемая компрессором, кВт

$$N_{\kappa} = \frac{(G_{\kappa} + G_{\text{в,газ}}) \cdot H_{\kappa}}{\eta_{\kappa}}, \quad (39)$$

где $G_{\text{в,газ}}$ – расход воздуха на газификатор для получения синтез-газа из твердого топлива в схемах с ВЦГ, кг/с. При сжигании натурального газообразного или жидкого топлива равен 0. В схемах с ВЦГ определяется по расходу твердого топлива на газификатор и расходу воздуха, требуемому для газификации 1 кг твердого топлива

$$G_{\text{в,газ}} = B \cdot L_{\text{в,газ}}, \quad (40)$$

При существенном расхождении полученного значения внутренней мощности компрессора с предварительно заданным, производится его итерационное уточнение до приемлемой погрешности.

Схемы с парогазовыми установками могут вырабатывать либо только электрическую (ПГУ с ПТ типа К), либо электрическую и тепловую энергию (ПГУ с ПТ типов Т или Р). В качестве топлива, сжигаемого и в камере сгорания ГТ, и в паровом котле могут выступать исходное жидкое и газообразное топлива, а также синтез-газ, получаемый из твердого топлива с помощью внутрицикловой газификации. В последнем случае сначала выполняется расчет газификатора,

а затем рассматриваемый ниже укрупненный расчет ПГУ, конечной целью которого является на данном этапе определение общего расхода топлива.

Заданная электрическая нагрузка W [МВт] распределяется между газовой (W_{gm}) и паровой (W_{nm}) турбинами либо в соответствии с величиной, указанной в исходных данных – схемы ПГУ с паровыми турбинами типов К и Т, либо рассчитывается – для схемы ПГУ с ПТ типа Р, в связи с жесткой у нее зависимостью между тепловой нагрузкой паровой турбины и ее электрической мощностью. За основную берется отопительная нагрузка, а электрическая вычисляется по имеющему расходу пара через турбину и, следовательно, может оказаться больше или меньше заданной доли в ПГУ. В случае недостатка электрической нагрузки, вырабатываемой ПТ типа Р, относительно заданной, эта ее часть покрывается за счет газовой турбины.

По полученной электрической нагрузке газотурбинной части ПГУ W_{gm} выполняется расчет расхода топлива на камеру сгорания газовой турбины B_{gm} в полном соответствии с методикой, описанной в разделе ГТУ. Для этого, также как в расчете схем ГТУ, сначала ориентировочно задается внутренняя мощность, потребляемая компрессором.

По электрической нагрузке паротурбинной части ПГУ W_{nm} и заданной тепловой нагрузке в соответствии с описанной в разделе ПТУ методикой определяется расход острого пара на турбину D_0 , после чего рассчитывается расход топлива на паровой котел с учетом теплоты сбрасываемых в него газов, отработавших в газовой турбине, кг/с

$$B_{пк(дон)} = \frac{D_0 \times (h_0 - h_{пв}) - G_{нт} \times (h_{кт} - h_{ух})}{Q_n^p \times \eta_k}, \quad (41)$$

Общий расход топлива на ПГУ, кг/с

$$B_{пгу} = B_{gm} + B_{пк(дон)}, \quad (42)$$

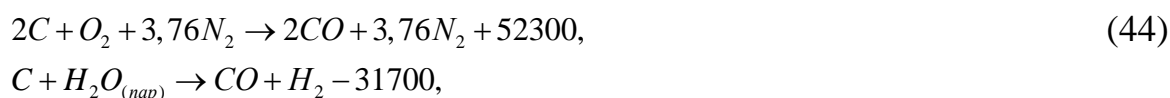
Для схем с ВЦГ данный расход пересчитывается со сжигаемого синтез-газа на натуральное топливо, кг/с

$$B = \frac{B_{нзг}}{m_{12}c.г.}, \quad (43)$$

где $m_{12}c.г.$ – количество синтез-газа, получаемого с 1 кг твердого топлива, м³/кг.

После этого, также как в схемах ГТУ, производится проверка внутренней мощности, потребляемой компрессором, с ее итерационным, при необходимости, уточнением.

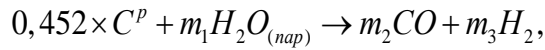
Процесс газификации твердого топлива проходит при давлении выше атмосферного и высокой температуре, которые обеспечиваются подачей пара. Окислителем является кислород воздуха, подаваемого в газификатор после компрессора ГТУ. Основным горючим элементом является углерод топлива. Уравнения процессов имеют вид, ккал:



Для соблюдения равенства экзотермического и эндотермического тепловых эффектов этих реакций на 2 кг-моль углерода, вступающего в реакцию с воздухом, должны вступить в реакцию с водяным паром $52300/31700 = 1,65$ кг-моль углерода, %:

$$\begin{aligned} C_{пар} &= \frac{1,65}{2+1,65} = 0,452, \\ C_{возд} &= \frac{2}{2+1,65} = 0,548, \end{aligned} \quad (45)$$

Таким образом, в реакцию с водяным паром вступит $0,452 \cdot C^p$ кг топлива. Запишем реакцию и решим систему уравнений теплового и материального баланса, определив массы, кг, компонентов реакции



$$m_1 = \frac{0,452 \times C^p \times \mu H_2 O}{\mu C},$$

$$m_2 = \frac{0,452 \times C^p \times \mu H_2 O}{\mu C}, \quad (46)$$

$$m_3 = \frac{0,452 \times C^p \times \mu H_2}{\mu C},$$

Для изотермического (без подвода теплоты извне) процесса необходимо для расплава минеральной части топлива поддерживать температуру в зоне горения 1500–2000°C, что достигается окислением части углерода топлива до диоксида углерода.



Масса азота воздуха с учетом содержания кислорода в топливе, кг

$$m_7 N_2 = (m_5 O_2 - \frac{O^p}{100}) \cdot \frac{79}{20,5}, \quad (48)$$

где 79% и 20,5% – массовые доли азота и кислорода в воздухе.

Оставшаяся часть углерода

$$m_8 = C^p - 0,452 \cdot C^p - m_4, \quad (49)$$

окисляется до монооксида углерода по реакции



По найденной массе m_8 рассчитываются массы остальных компонентов реакции, кг

$$m_9 = \frac{m_8 \times \mu O_2}{\mu 2C},$$

$$m_{10} = \frac{m_8 \times \mu 2CO}{\mu 2C},$$
(51)

Масса азота воздуха, кг

$$m_{11}N_2 = (m_9O_2) \cdot \frac{79}{20,5},$$
(52)

Количество синтез-газа с 1 кг угля, кг

$$m_{12}C.г. = m_2 + m_3 + \frac{H^p}{100} + m_6 + m_7 + m_{10} + m_{11},$$
(53)

Определяем массовый и процентный состав получаемого синтез-газа

Таблица 7 - Массовый и процентный состав получаемого синтез-газа

Компонент синтез-газа	Масса, кг	Содержание, доли
Азот, N ₂	$m_{13}N_2$	$m_{N_2 \text{ 1кг.угля}}$
Монооксид углерода, CO	$m_{14}CO$	$m_{CO \text{ 1кг.угля}}$
Диоксид углерода, CO ₂	m_6CO_2	$m_{CO_2 \text{ 1кг.угля}}$
Водород, H ₂	$m_{15}H_2$	$m_{H_2 \text{ 1кг.угля}}$
ИТОГО:	$m_{12}C.г.$	1

где масса азота

$$m_{13}N_2 = m_7N_2 + m_{11}N_2,$$
(54)

масса монооксида углерода

$$m_{14}CO = m_2CO + m_{10}2CO,$$
(55)

масса водорода

$$m_{15}H_2 = m_3H_2 + \frac{H^p}{100}, \quad (56)$$

содержание азота

$$m_{N_2 \text{ 1кг. угля}} = \frac{m_{13}N_2}{m_{12}c.z.}, \quad (57)$$

содержание монооксида углерода

$$m_{CO \text{ 1кг. угля}} = \frac{m_{14}CO}{m_{12}c.z.}, \quad (58)$$

содержание диоксида углерода

$$m_{CO_2 \text{ 1кг. угля}} = \frac{m_6CO_2}{m_{12}c.z.}, \quad (59)$$

содержание водорода

$$m_{H_2 \text{ 1кг. угля}} = \frac{m_{15}H_2}{m_{12}c.z.}. \quad (60)$$

Рассчитаем теплоту сгорания (теплотворную способность) 1 кг синтез-газа, кДж/кг.

Стандартные молярные энтальпии компонентов, кДж/моль:

$$\begin{aligned} \Delta_f H^0(H_2O_{(пар)}) &= -241,8, \\ \Delta_f H^0(CO) &= 110,5, \\ \Delta_f H^0(CO_2) &= 393,5, \end{aligned} \quad (61)$$

$$\Delta H_{CO_2 \text{ 1кг. c-z}} = \frac{m_{CO \text{ 1кг. c-z}}}{\mu_{CO} / 1000} \cdot (\Delta_f H^0(CO_2) - \Delta_f H^0(CO)), \quad (62)$$

$$\Delta H_{H_2 1 \text{ кг. с-г}} = \frac{m_{H_2 1 \text{ кг. с-г}}}{\mu_{H_2} / 1000} \cdot (\Delta_f H^0 (H_2 O_{(пар)}),$$

$$\Delta Q_{н.с-г.}^p = \Delta H_{CO_2 1 \text{ кг. с-г}} + \Delta H_{H_2 1 \text{ кг. с-г}}.$$

Теплоемкость синтез-газа, кДж/кг·К

$$C_{с.г.} = C_{N_2} \times m\%_{N_2 1 \text{ кг. угля}} + C_{CO_2} \times m_{CO_2 1 \text{ кг. угля}} + C_{H_2} \times m_{H_2 1 \text{ кг. угля}} + C_{CO} \times m_{CO 1 \text{ кг. угля}}. \quad (63)$$

Требуемый расход воздуха, подаваемого в газификатор, на 1 кг топлива, м³/кг

$$L_{в.газ} = (m_5 O_2 - \frac{O^p}{100}) + m_7 N_2 + m_9 O_2 + m_{11} N_2. \quad (64)$$

Расчет технико-экономических показателей выполняется в соответствии с методикой ОРГРЭС, предусматривающей пропорциональное распределение полученного общего расхода топлива B на расходы, приходящиеся на выработку электрической и тепловой энергии.

Расход топлива на отпущенную электроэнергию вычисляется по формуле, кг/с

$$B_{э} = \frac{K_{э} \times B \times W_{от}}{W - W_{э.сн}}, \quad (65)$$

где W , $W_{от}$, $W_{э.сн}$ – соответственно мощности вырабатываемая, отпускаемая и истраченная на собственные нужды, МВт;

$$K_{э} = \frac{Q_{э} + Q_{т.сн} + \Delta Q_{э}}{Q_{э} + Q_{т.сн} + \Delta Q_{э} + \sum Q_{mi}} \quad (66)$$

Здесь $Q_{э}$ – расход тепла перегретого пара на производство электроэнергии

$$Q_3 = Q_0 - \sum Q_{mi} \quad (67)$$

где $Q_0 = B \times Q_H^p \times \eta_k$ – затраченное количество теплоты;

$\sum Q_{mi}$ – суммарное тепло, отбираемое из отборов турбины на нужды теплового потребителя;

$Q_{m.ch}$ – расход тепла на собственные нужды турбоагрегатов;

ΔQ_3 – дополнительный расход тепла, связанный с производством электроэнергии, учитывающий энергетическую ценность пара, отпущенного из отборов $\Delta Q_3 = \sum [Q_{mi} \times (1 - \xi_i)]$, ξ – коэффициент ценности потоков пара, который определяется по формуле

$$\xi = \frac{h_i - h_k}{h_0 - h_k} \times (1 + k \frac{h_0 - h_i}{h_0 - h_k}) \quad (68)$$

где h_0 , h_i , h_k – энтальпии соответственно острого пара, пара в месте отбора и в конденсаторе. При наличии в схемах ПТУ/ПГУ промежуточного перегрева пара необходимо учитывать при определении коэффициента ценности прирост энтальпии в промежуточном пароперегревателе;

k – коэффициент, учитывающий регенеративный подогрев питательной воды, имеет значения 0,25; 0,30; 0,40; 0,42 для турбин, имеющих давление острого пара соответственно 35, 90, 130, 240 кгс/см². Для увеличения универсальности в автоматизированных расчетах данные значения были аппроксимированы формулой $k = -0,000005 \times p_0^2 + 0,002234 \times p_0 + 0,168549$ (с точностью $R=0,92$).

Расход топлива на производство тепла определяется как разность

$$B_{m3} = B - B_{33}$$

Значения удельных расходов натурального топлива на отпущенную электроэнергию и тепло определяются по формулам:

$$b_{\text{э}} = B_{\text{э}} / \mathcal{E}_{\text{от}} \quad (69)$$

$$b_{\text{тэ}} = B_{\text{тэ}} / \sum(Q_{\text{тэ}} \times \eta_{\text{тэ}})$$

Полученные значения позволяют при расчете финансовых показателей проекта определить затраты на топливо.

Объектом калькуляции себестоимости на ТЭЦ является 1 кВт·ч отпущенной электрической энергии и 1 Гкал(ГДж) тепловой энергии, отпущенной потребителям.

В настоящее время применяется так называемый физический метод распределения затрат.

В соответствии с физическим методом затраты основных цехов ТЭЦ распределяются между электроэнергией и теплотой в зависимости от степени участия того или иного цеха в производстве электрической и тепловой энергии. Расчеты по калькулированию себестоимости на ТЭЦ с цеховой структурой управления выполняются в следующей последовательности:

1. Определяют абсолютные значения статей калькуляции на производство энергии в целом по ТЭЦ.

Затраты на выработку энергии определяются по следующей формуле:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{топл}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{з.п.}} + I_{\text{м.р.}} + I_{\text{пр}}, \quad (70)$$

Здесь $I_{\text{топл}}$ – топливная составляющая по сумме затрат на выработку электроэнергии и тепла

$$I_{\text{топл}} = B_{\text{э}}^{\text{год}} \cdot C_{\text{э}} + B_{\text{тэ}}^{\text{год}} \cdot C_{\text{тэ}}, \quad (71)$$

где $B_{\text{э}}^{\text{год}} = b_{\text{э}} \times W^{\text{раб}} \times \tau_{\text{год}}^{\text{э}}$ – годовые затраты на выработку электроэнергии;

$B_{\text{тэ}}^{\text{год}} = b_{\text{тэ}} \times Q^{\text{раб}} \times \tau_{\text{год}}^{\text{тэ}}$ – годовые затраты на выработку тепловой энергии;

$C_{\text{э}}, C_{\text{тэ}}$ – цены соответственно топлива, используемого для выработки электроэнергии и тепла. В случае комбинированной выработки значения одинаковы, при раздельной выработке возможно использование разных топлив с разной ценой.

Затраты на амортизацию

$$I_{\text{ам}} = (K_{\text{ээ}} + K_{\text{тэ}}) \cdot H_{\text{ам}}, \quad (72)$$

где $K_{\text{ээ}} = W^{\text{уст}} \cdot k^{\text{ээ}}$ – капиталовложения для схем с выработкой только электрической энергии или комбинированной выработкой электроэнергии и тепла;

$K_{\text{тэ}} = Q^{\text{уст}} \cdot k^{\text{тэ}}$ – капиталовложения для схем с выработкой только тепловой энергии или раздельной выработкой электроэнергии и тепла;

$H_{\text{ам}}$ – норма амортизации.

Затраты на заработную плату

$$I_{\text{з.п.}} = n_{\text{шт}} \cdot W^{\text{уст}} \cdot \Phi, \quad (73)$$

где $n_{\text{шт}}$ – коэффициент штатного персонала, чел./МВт.

Для схем с водогрейными/паровыми отопительными котлами или при раздельной выработке энергии $I_{\text{з.п.}}$, считается по установленной тепловой мощности. Коэффициент штатного персонала в этом случае задается в [чел./ (Гкал/ч)].

$\Phi = \Phi_{\text{мес}} \cdot 12$ – годовой фонд заработной платы одного работника.

Затраты на текущий ремонт

$$I_{\text{т.р.}} = H_{\text{тр}} \cdot I_{\text{ам}}, \quad (74)$$

Прочие расходы

$$I_{np} = 0,3 \cdot (I_{ам} + I_{з.п.} + I_{т.р.}), \quad (75)$$

2. Статьи затрат распределяют по фазам производства – цехам.

Для схем с исключительно тепловой нагрузкой все затраты относят на производство тепловой энергии

$$I_m = I_{\Sigma}. \quad (76)$$

В укрупненной методике калькуляции затраты по фазам производства распределяют в пропорциях, указанных в таблице 8.

Таблица 8 – Затраты по фазам производства

Стадии производства	Статьи калькуляции						Распределение затрат на	
	топливо	амортизация	зарплата	текущие ремонты	прочие	Всего	электро-энергию	теплоту
Топливо-транспортный / котельный цех	$I_{топл}$	$0,5I_{ам}$	$0,35I_{з.п.}$	$0,5I_{т.р.}$	–	$I_{\Sigma к}$	$I_{\Sigma кэ}$	$I_{\Sigma кт}$
Машинный зал и электроцех		$0,45I_{ам}$	$0,35I_{з.п.}$	$0,45I_{т.р.}$	–	$I_{\Sigma м}$	$I_{\Sigma мэ}$	–
Общестанционные расходы		$0,05I_{ам}$	$0,3I_{з.п.}$	$0,05I_{т.р.}$	I_{np}	$I_{\Sigma о}$	$I_{\Sigma оэ}$	$I_{\Sigma от}$
Всего по проекту	$I_{топл}$	$I_{ам}$	$I_{з.п.}$	$I_{т.р.}$	I_{np}	I_{Σ}	$I_{э}$	$I_{т}$

При раздельной выработке электрической и тепловой энергии распределение между топливно-транспортным цехом и машинным залом вместо указанных в таблице соотношений затрат (за вычетом общестанционных) на амортизацию (0,5/0,45), заработную плату (0,35/0,35) и текущие ремонты (0,5/0,45) производится в соответствии с их долями в капиталовложениях в проект

$$I_{ам.к} = (I_{ам} - I_{ам.о}) \cdot \frac{K_{мэ}}{K_{мэ} + K_{ээ}},$$

$$I_{ам.м} = I_{ам} - I_{ам.о} - I_{ам.к},$$

$$I_{з.п.к} = (I_{з.п.} - I_{з.п.о}) \times \frac{K_{мэ}}{K_{мэ} + K_{ээ}},$$

$$I_{з.п.м} = I_{з.п} - I_{з.п.о} - I_{з.п.к}, \quad (77)$$

$$I_{м.р.к} = (I_{м.р} - I_{м.р.о}) \cdot \frac{K_{мэ}}{K_{мэ} + K_{ээ}},$$

$$I_{м.р.м} = I_{м.р} - I_{м.р.о} - I_{м.р.к}.$$

Распределение затрат топливно-транспортного / котельного цеха на электроэнергию и теплоту производится пропорционально расходам топлива

$$I_{\Sigma кэ} = I_{\Sigma к} \frac{B_{э}^{зод}}{B_{э}^{зод} + B_{м}^{зод}}, \quad (78)$$

$$I_{\Sigma км} = I_{\Sigma к} - I_{\Sigma кэ}.$$

Затраты машинного зала полностью относят к производству электроэнергии

$$I_{\Sigma мэ} = I_{\Sigma м}. \quad (79)$$

Общестанционные затраты распределяются на электроэнергию и теплоту пропорционально их суммарным долям по ТТЦ и МЗ

$$I_{\Sigma оэ} = I_{\Sigma о} \frac{I_{\Sigma кэ} + I_{\Sigma мэ}}{I_{\Sigma к} + I_{\Sigma м}}, \quad (80)$$

$$I_{\Sigma ом} = I_{\Sigma о} - I_{\Sigma оэ}.$$

Далее определяются суммарные затраты на производство электроэнергию и тепловой энергии

$$I_{э} = I_{\Sigma кэ} + I_{\Sigma мэ} + I_{\Sigma оэ}, \quad (81)$$

$$I_{м} = I_{\Sigma км} - I_{\Sigma ом}.$$

Себестоимость электрической энергии, руб./кВт·ч

$$S_3 = I_3 / \mathcal{E}_{om}, \quad (82)$$

где $\mathcal{E}_{om} = W^{pab} \cdot \tau_{zod}^{33} \cdot (1 - \alpha_{cn}^{33})$ – годовой отпуск электроэнергии.

Себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал

$$S_m = I_m / Q_{om}, \quad (83)$$

где $Q_{om} = Q^{pab} \cdot \tau_{zod}^{m3} \cdot (1 - \alpha_{cn}^{m3})$ – годовой отпуск теплоты.

Срок окупаемости – это период (измеряемый в месяцах, кварталах или годах), начиная с которого первоначальные затраты покрываются суммарными результатами.

Для приведения разновременных затрат и результатов используется ставка дисконтирования ($E_{диск}$), равная приемлемой для инвестора норме дохода на капитал. Ставка сравнения определяет темп снижения ценности денежных ресурсов с течением времени.

Приведение к базисному году затрат и результатов, имеющих место в t -м году реализации проекта, производится путем умножения на коэффициент дисконтирования $a(t)$, определяемый для постоянной ставки дисконтирования $E_{диск}$ как:

$$a(t) = \frac{1}{(1 + E_{диск})^t}, \quad (84)$$

где t – номер года ($t = 1, 2, 3 \dots T$);

T – горизонт счета.

Ежегодный поток платежей CF_t в t -м году определяется по формуле

$$CF_t = [(T^{33} - S_3) \cdot \mathcal{E}_{om} + (T^{m3} - S_{m3}) \cdot Q_{om} + I_{ам}] \cdot a(t), \quad (85)$$

Чистый дисконтированный доход

$$NPV = \sum_{t=1}^T CF_t - K. \quad (86)$$

Годом окупаемости проекта считается год t , в котором значение NPV становится положительным.

3.5 Критерии технико-экономической и финансовой эффективности для сопоставительной оценки альтернативных вариантов

Наиболее характерными показателями, позволяющими оценить на стадии предпроектной проработки преимущества того или иного технического решения или проекта представляются:

- удельный расход на производства тепловой и электрической энергии;
- объем капитальных вложений;
- себестоимость производимой энергии;
- срок окупаемости.

3.6 Автоматизация расчета технико-экономических и финансовых показателей

Автоматизация расчета технико-экономических показателей тепловых схем основана на применении численных методов решения систем нелинейных алгебраических уравнений [18].

Основной задачей расчета является определение расходов греющей и нагреваемой сред в теплообменных аппаратах (подогреватели питательной и сетевой воды, основного конденсата, химочищенной и подпиточной воды, деаэраторы и т.д.) и в элементах трубопроводов (РОУ, точках смешения и разветвления). Системы нелинейных алгебраических уравнений формируются

из уравнений материальных и тепловых балансов оборудования, входящего в состав тепловой схемы.

Для решения таких нелинейных систем обычно применяют итерационные методы. Одним из распространенных методов является метод Ньютона, используемый в предложенной методике.

Суть метода последовательных приближений состоит в том, что на каждом k -м шаге итерационного процесса коэффициенты системы a_{ij}^k вычисляют по значениям неизвестных, найденным на предыдущей $(k-1)$ -й итерации: $a_{ij}^k = a_{ij}(x_1^{k-1}, x_2^{k-1}, x_3^{k-1}, \dots, x_n^{k-1})$, а затем путем решения полученной линейной системы с известными a_{ij}^k находят новое приближение $\{x_i^k\}$, где $i = 1 \dots n$.

Учитывая, что расчет тепловой схемы является наиболее трудоемким этапом в рамках представленной методики построение указанных систем осуществляется в автоматизированном режиме с помощью разработанных алгоритмов построенных на теории графов. На данном этапе формируется матрица смежности - принадлежности неизвестной величины к балансовому уравнению, в котором эта величина может быть рассчитана. Это позволяет обеспечить соответствие рассчитываемых величин теплоносителя элементу схемы и последовательность расчета схемы.

Структурная схема расчета тепловой схемы представлена на рисунке 18.

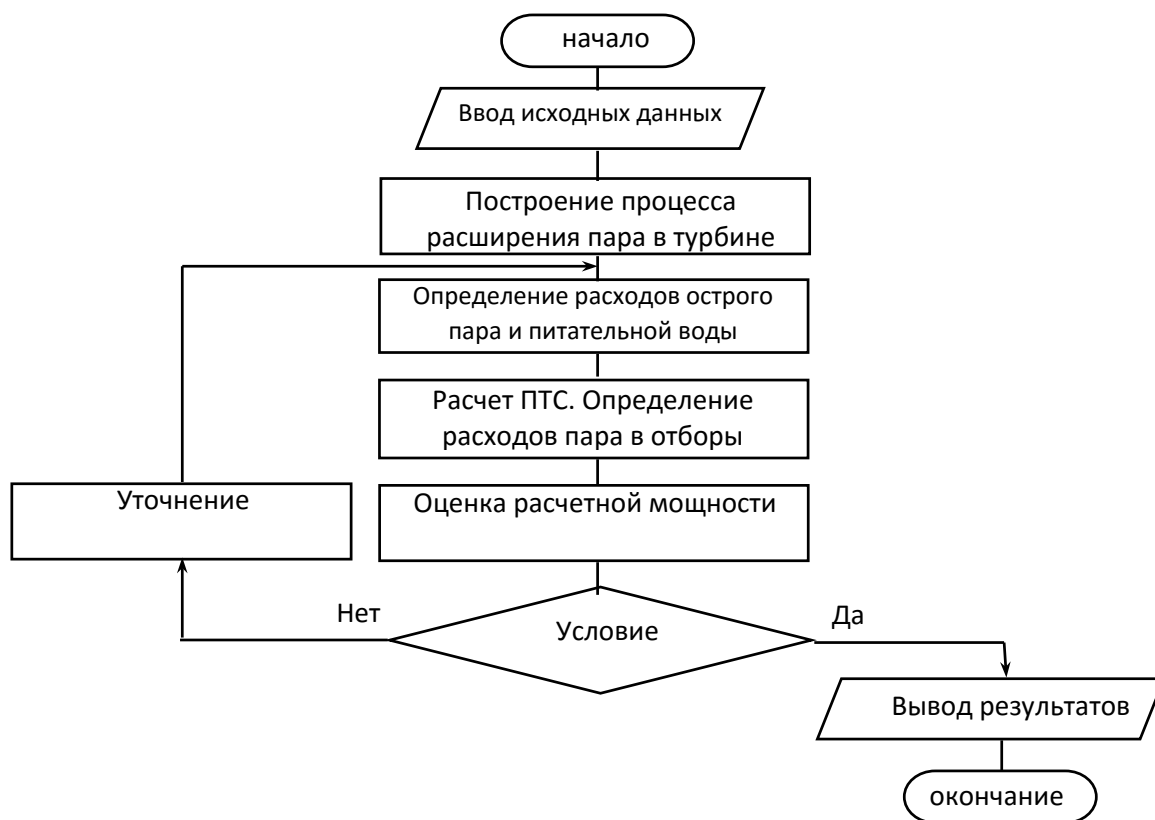


Рисунок 18 - Структура расчета принципиальной тепловой схемы

Для расчета термодинамических свойств воды и водяного пара использованы уравнения Международной ассоциации свойств воды и водяного пара (система уравнений IAPWS-IF97. Значения теплоемкости, энтальпии воздуха и газов, образующихся при сгорании топлива, принимаются по табличным данным специализированной литературы.

В результате расчета системы балансовых уравнений определяются термодинамические параметры теплоносителя, расходы теплоносителя по ключевым точкам тепловой схемы, расход топлива на котел.

Далее с учетом полученных результатов выполняется распределение удельного расхода топлива на производство тепловой и электрической энергии. Рассчитываются основные показатели финансовой эффективности объем капитальных вложений, чистый дисконтированный доход, себестоимость энергии и срок окупаемости.

Представляется крайне необходимым разработка прикладного программного обеспечения, позволяющего в удобной форме в рамках одного

процесса выполнять все этапы методики оценки технико-экономической эффективности систем энергообеспечения:

- разрабатывать графические модели систем энергообеспечения;
- вводить исходных данные для расчета;
- выполнять автоматическую верификацию схемы;
- выполнять контроль достаточности вводимых исходных данных;
- выполнять корректировку технико-экономических характеристик элементов схемы;
- обеспечивать возможность выбора различных методик расчета объема капитальных вложений, распределения удельного расхода топлива между тепловой и электрической энергией, себестоимости энергии;
- автоматический анализ оптимальности альтернативных вариантов.

Автоматизация процесса расчета технико-экономических и финансовых показателей систем энергоснабжения, может быть реализованная на одном из языков программирования высокого уровня (Java, C++, C#, Objective C) с графическим интерфейсом пользователя.

Развитый математический аппарат численных методов обеспечивает высокую точность расчета.

3.7 Выводы

Разработанная методика направлена на выполнение системного анализа технико-экономической и финансовой эффективности анализируемых систем энергообеспечения потребителей.

Основываясь на режимных условиях функционирования систем энергообеспечения, топливно-энергетической обеспеченности территории выполняется расчет наиболее характерных показателей технико-экономической и финансовой эффективности. Системность подхода позволяет выполнить

многокритериальную оптимизацию по заданному показателю (себестоимость, срок окупаемости, удельный расход топлива).

Каждый из этих показателей может представлять отдельный интерес для различных оценок эффективности: технико-экономической, социальной, финансово-экономической.

Себестоимость единицы энергии позволяет выполнить прогнозный уровень тарифной нагрузки для конечных потребителей, главным образом для населения.

Срок окупаемости в наибольшей степени определяет инвестиционную привлекательность проекта.

Очевидно, что основным фактором, влияющим на повышение эффективности производства в энергетике, является снижение удельных расходов топлива на единицу энергии.

Представленная методология может быть использована при решении следующих задач:

- экспертная оценка технико-экономической эффективности схемы теплоснабжения;
- энергоснабжение вновь строящихся объектов и (или) населенных пунктов;
- замещение морально и физически устаревших (низко эффективных) систем энергоснабжения муниципальных образований края;
- сопоставительный анализ экономической эффективности вариантов энергоснабжения от локального источника и централизованной системы энергоснабжения (например, в рамках технологического присоединения);
- подготовка вариантов при расширении системы энергоснабжения (увеличении объема отпуска) и т.д.

4 Примеры использования методики при анализе схем энергообеспечения муниципальных образований

Апробация вышеизложенного подхода была реализована в рамках разработки технико-экономического обоснования мероприятий по модернизации систем энергоснабжения Енисейского района Красноярского края. [19].

Енисейский район – муниципальный район в западной части Красноярского края Российской Федерации, приравнен к районам Крайнего Севера (рисунок 19).

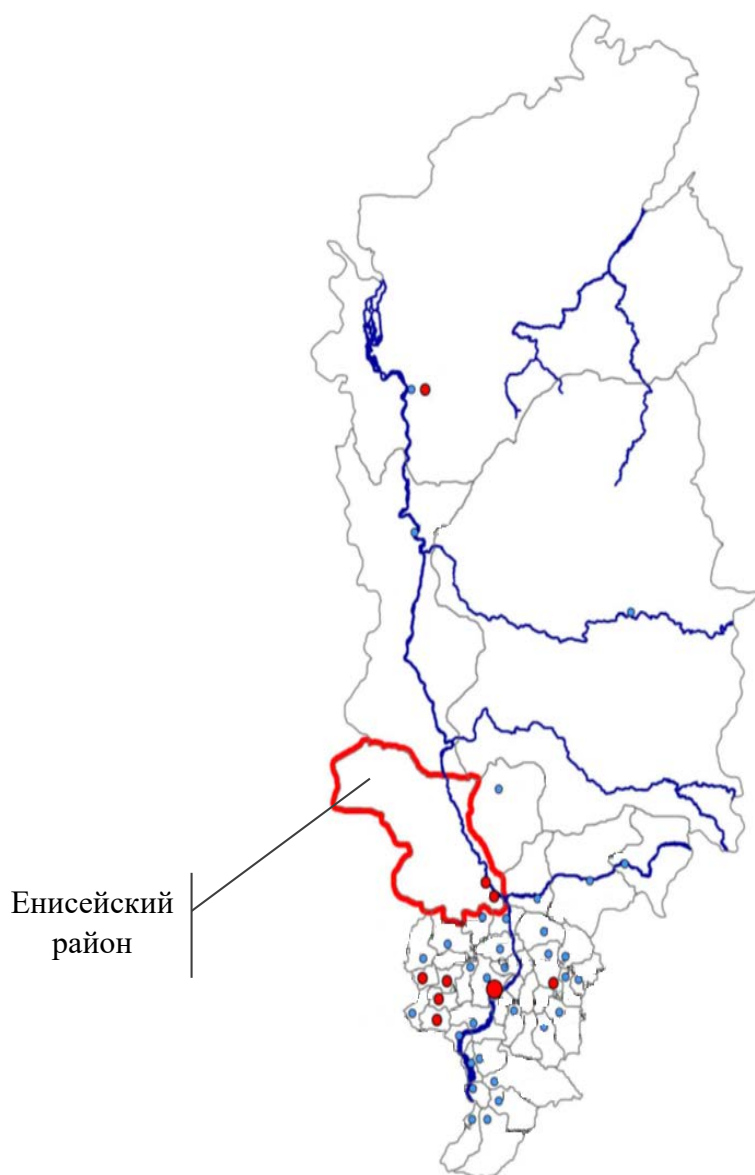


Рисунок 19 – Енисейский муниципальный район на карте Красноярского края.

Многофакторный анализ территории Енисейского района позволил сформировать альтернативные варианты схем энергоснабжения и выполнить сравнительный анализ применения различных технологий генерации энергии. Было изучено состояние электро- и теплоэнергетического комплекса. Проведен анализ доступности топливных ресурсов в том числе альтернативных видов энергии.

Южная часть Енисейского муниципального района имеет связь с энергосистемой, при этом большая часть территории района обеспечивается электроэнергией от 18 ДЭС. Суммарная мощность ДЭС Енисейского района составляет 10,5 МВт. Годовая выработка электроэнергии 36174882 кВт*ч, при этом израсходовано 12 837,1 тонн дизельного топлива при его стоимости 31 964 – 34 560 рубля за тонну с учетом доставки. Доставка осуществляется железнодорожным, автомобильным и морским транспортом.

В качестве альтернативы дизельного топлива рассматривалась возможность применения сырой нефти. Так при стоимости нефти 20 тыс.руб за тонну годовая экономия на топливо только по поселку Ярцево может составлять \approx 18 млн. руб.

Теплоэнергетический комплекс Енисейского района представлен 35-ю котельными суммарной мощностью 125,5 Гкал/ч. В качестве основных видов топлива для производства тепла используются: бурый уголь (Переясловского разреза Красноярского края) и дрова. Частично производство тепловой энергии осуществляется с использованием электроэнергии.

Доставка угля осуществляется с помощью железнодорожного, автомобильного и морского транспорта. С учетом логистики доставки стоимость тонны угля изменяется от 1890 до 2540,4 рублей за тонну.

По результатам выполнения данного этапа были сформулированы следующие предложения: модернизация системы электроснабжения требуется в первую очередь для населенных пунктов, получающих электрическую энергию от ДЭС; анализ топливного баланса показывает, что применение сырой нефти перспективно для выработки электрической энергии; приоритетным

в модернизации предлагается выбрать населенные пункты с наибольшим электропотреблением (более 1000 МВт*ч в год), а также населенные пункты, где не имеется круглосуточного электроснабжения; в крупных населенных пунктах перспективно строительство когенерационных установок.

Учитывая, что основными топливными ресурсами района являются уголь и дрова анализ возможности применения современных технических и технологических решений производства тепловой энергии был выполнен на эти виды топлива.

При формировании перечня перспективных технологий были сформированы следующие приоритетные критерии: простое, не требующее длительного времени обслуживания оборудование; работа в автоматическом режиме; высокий КПД и низкие издержки эксплуатации; возможность использования разнообразного топлива.

Анализ использования в качестве топлива для электрогенерирующего оборудования сырой нефти и высоковязких остатков переработки нефти показал, что возможно значительное снижение эксплуатационных расходов при получении электрической и тепловой энергии, но это требует дополнительных вложений в подготовку реализации таких проектов. Двигатели для работы на сырой нефти должны быть оснащены более высокими температурными термостатами, подогрева центробежного масляного фильтра и топливного инжектора и т.д. Также в обязательном порядке должен быть выполнен технический анализ топлива.

При формировании перечня оборудования для генерации электрической энергии были сформированы следующие приоритетные критерии: климатическое исполнение; наличие опыта эксплуатации на территории России; наличие представителей компании на территории России (для зарубежных производителей).

Также был изучен потенциал альтернативных источников энергии (ветро-, солнце-, гидропотенциал) района.

Так, например, использование ветроэнергетических установок может быть перспективно в следующих случаях: при расположении ВЭУ в прибрежных зонах реки Енисей, на вершинах возвышенностей (гор, холмов и т.д.) и на территории равнинной местности (при отсутствии леса).

Использование солнечных энергетических установок для электроснабжения населенных пунктов Енисейского района малоперспективно по причинам достаточно низкого потенциала солнечного излучения.

Малые реки Енисейского района представляют потенциальный интерес для использования объектов малой гидроэнергетики. При этом климат Енисейского района накладывает свои отпечатки на возможности использования МикроГЭС, что требует проведения отдельных исследований и испытаний.

Использование возобновляемых источников энергии перспективно при наличии дублирующего источника энергии (дизельной электростанции или когенерационной установки) для замещения необходимой мощности в период отсутствия потенциала ВИЭ.

Для решения задачи выбора и оптимизации технологических схем были разработаны различные варианты энергетических схем с отдельным и комбинированным производством тепловой и электрической энергии. Были рассмотрены паротурбинная, парогазовая и газотурбинная технологии, в том числе с внутрицикловой газификацией угля.

Выполнен расчет технико-экономических показателей (КПД и удельные расходы топлива на выработку электрической и тепловой энергии) и финансовых показателей (затраты, себестоимость электрической и тепловой энергии и срок окупаемости). Подробный анализ результатов расчета всех вариантов по разработанной методике приведен для села Ярцево, так как данный населенный пункт имеет достаточно большое электропотребление. Результаты расчета показателей проектов по охватываемым методикой вариантам технологических схем сведены в таблицу 9.

Расчет выполнен на сочетании двух видов топлива – сырой нефти, как топлива для комбинированных установок, и угля для отопительных котлов,

покрывающих тепловую нагрузку при отдельной выработке. При этом все варианты с использованием водогрейных котлов предусматривают использование существующих котельных в поселке, и таким образом капиталоуложения на них приняты равными нулю.

Общая характеристика системы энергообеспечения поселка Ярцево:

установленная мощность ДЭС	1,68 МВт.
зимний максимум потребления э/э	1200 кВт.
летний максимум потребления э/э	700 кВт.
годовое потребление э/э	6 023,3 МВт*час.
стоимость д.топлива	32 964,4 руб/тонна.
источник теплоснабжения	центральная котельная 2шт.
установленная тепловая мощность	6,1 Гкал/час.
стоимость угля	2540,41 руб/тонна.
коммерческий тариф на э/э	24,54 руб/кВт*час.
тариф на т/э	5 931,16 руб/Гкал.

Таблица 9 – Результаты расчета ТЭП для с. Ярцево

Вариант схемы	Себестоимость э/э, руб./кВт*ч	Себестоимость т/э, руб./Гкал	Срок окупаемости, год
1. Водогрейные котлы	–	862,95	2,6
2. Паровые котлы	–	1435,03	3,7
3. Паротурбинная установка (конденсационная) в сочетании с водогрейными котлами	10,84	776,81	3,8
4. Паротурбинная установка (теплофикационная)	7,75	1970,59	2,3
5. Паротурбинная установка (теплофикационная) в сочетании с водогрейными котлами (по 50% тепловой нагрузки)	9,15	1592,57	2,4
6. Паротурбинная установка (противодавление)	8,76	1448,64	2,7
7. Газотурбинная установка в сочетании с водогрейными котлами	12,66	754,97	2,8
8а. Газотурбинная установка с котлом утилизатором (сжигающими дополнительное топливо)	8,83	1640,74	1,7
8б. Газотурбинная установка с котлом утилизатором (без дополнительной подачи топлива) + водогрейные котлы	8,10	1552,36	2,6

Окончание таблицы 9

9. Парогазовая установка (конденсационная)	9,49	783,39	3,7
10. Парогазовая установка (теплофикационная)	7,16	2018,14	2,6
11. Парогазовая установка (противодавление)	7,78	1553,31	2,7
12. Электрические котлы	–	27231,33	не окуп.
13а. Газотурбинная установка с котлом утилизатором (без дополнительной подачи топлива) в сочетании с ветроэнергетической установкой и электрокотлами	5,33	13728,70	не окуп.
13б. Газотурбинная установка с котлом утилизатором (без дополнительной подачи топлива) в сочетании с ветроэнергетической установкой и водогрейными котлами	6,25	1323,80	2,8
14а. Когенерационная установка (рекомендуется к реализации)	6,06	547,21	1,4
14б. Когенерационные установки в сочетании с ветроэнергетической установкой, электрокотлами и водогрейными котлами (рекомендуется к реализации)	5,34	667,86	2,3

Сравнительный анализ вариантов показывает, что полученные результаты по себестоимости электрической и тепловой энергии хорошо согласуются с известными закономерностями применительно к энергетическим установкам различных типов.

По себестоимости электрической энергии наименее экономичными оказываются варианты 3, 7, 9 характеризующиеся отдельной выработкой электрической и тепловой энергии, и связанными с этим высокими потерями теплоты в конденсаторах паровых турбин и на выхлопе газовых. Парогазовые установки, как известно, имеют несколько большую экономичность по сравнению с паротурбинными, и расчеты показывают преимущество первых примерно на 1 руб./кВт*ч. По себестоимости тепловой энергии однозначно уступают варианты 12 и 13а с электрическими котлами. Достаточно высокая экономичность выработки тепловой энергии в схемах 1, 3, 7, 9 объясняется использованием для покрытия тепловой нагрузки угольных водогрейных котлов существующих котельных, что снижает капиталовложения, эксплуатационные затраты на амортизацию и на топливо.

Как показывают расчеты наиболее экономичными являются современные когенерационные установки, которые за счет отсутствия высоких затрат топлива на перегрев пара и низких потерь с отработавшим рабочим телом позволяют одновременно вырабатывать и электроэнергию, и тепло при относительно невысоких удельных расходах топлива и, следовательно, с низкой себестоимостью производства как электрической, так и тепловой энергии.

Крайне низкие сроки окупаемости – 1-3 года (за исключением вариантов 12 и 13а с электрическими котлами) – объясняются высокими тарифами на электрическую и тепловую энергию и использованием относительно дешевой сырой нефти. Сводные результаты расчета срока окупаемости когенерационных установок сведены на рисунке 20.

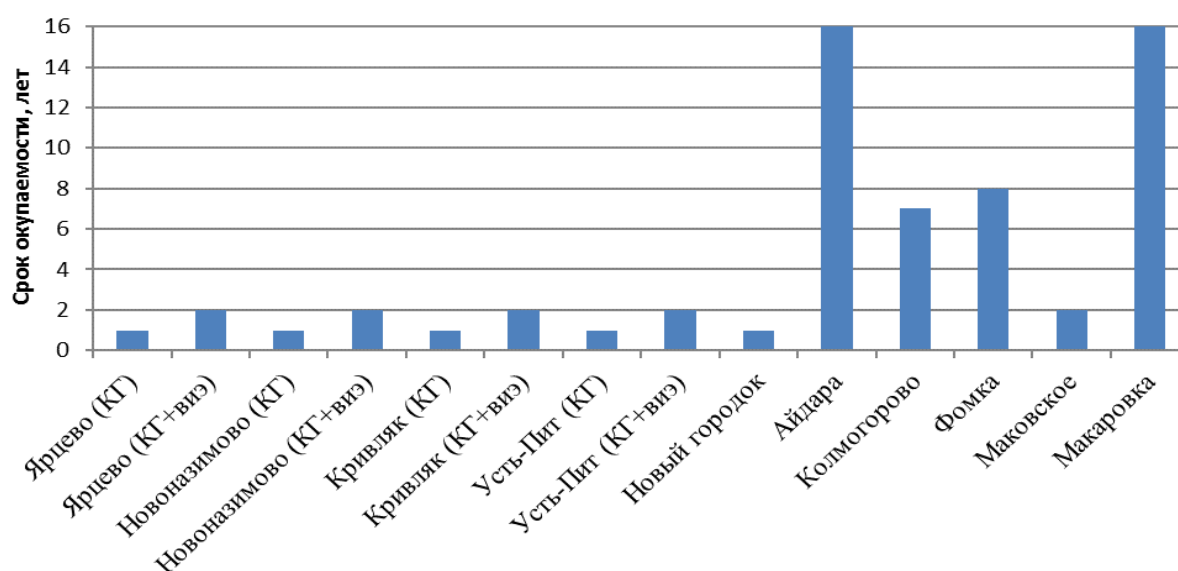


Рисунок 20 – Сроки окупаемости предлагаемых вариантов по населенным пунктам (КГ – когенерация, ВИЭ – возобновляемые источники энергии)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время отрасль жилищно-коммунального хозяйства требует особого внимания к вопросам модернизации, реконструкции и технического перевооружения действующих систем энергоснабжения. Многообразие энергетического оборудования и технологий производства энергии позволяет разрабатывать и сопоставлять альтернативные варианты систем энергоснабжения в широком спектре сочетаний энергоустановок при использовании различных видов топлива, в том числе в комбинации с возобновляемыми источниками энергии.

В первой части работы последовательно представлен анализ топливно-энергетического комплекса Красноярского края. Исследованы системы энергоснабжения муниципальных районов края. Представлена карта районирования края с преобладающими технологиями производства энергии, используемого вида топлива и тарифными последствиями.

Рассмотрены существующие подходы к расчету удельных показателей технико-экономической эффективности производства тепловой и электрической энергии и финансово-экономических показателей эффективности инвестиций в проекты энергоснабжения.

Разработанный подход, в основу которого положен совместный многофакторный учет и анализ топливно-энергетического баланса территорий (субъекта федерации, муниципального объединения и т.п.) с использованием технико-экономической оценки применимости различных альтернативных вариантов технических решений позволяет сформулировать оптимальные направления развития систем энергообеспечения муниципальных образований.

Учитывая, что выполняется многокритериальная оптимизация частично-дисконтированного дохода и сроков окупаемости технических решений с учетом качества и цены топлива, объема энергопотребления с учетом его дифференциации на тепло- и электропотребления, графиков нагрузки, региональных тарифов данный подход является энергоэффективным

инструментом для решения задач обоснования вариантов развития систем энергообеспечения.

Перспектива развития выражается в прикладном использовании результатов работы при решении следующих задач:

- разработки энергетического паспорта региона, составления его статистического и прогнозного топливно-энергетического баланса;
- выполнения технико-экономического обоснования технических решений комплексного энергообеспечения в разрезе муниципальных объединений (при разработке и анализе схем теплоснабжения), разработки инвестиционных программ энергоснабжающих организаций.

Основной целью предложенного подхода является возможность получения объективной оценки экономической или финансово-экономической эффективности действующих систем энергообеспечения и (или) их инвестиционных проектов – на основе системности анализа, т.е. рассмотрение всего комплекса показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Об электроэнергетике : федер. закон Российской Федерации от 26 мар. 2003 г. №35-ФЗ // Российская газета. – 2003.
2. О теплоснабжении : федер. закон Российской Федерации от 27 июл. 2010 г. №190-ФЗ // Российская газета. – 2010.
3. О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения : постановление Правительства Российской Федерации от 22 фев. 2012 г. №154 // Российская газета. – 2012.
4. О концессионных соглашениях : федер. закон Российской Федерации от 21 июл. 2005 г. №115-ФЗ // Российская газета. – 2005.
5. Кузьмина, Т. Н. О механизме государственной поддержки региональных инвестиционных проектов / Т. Н. Кузьмина // Новости теплоснабжения. – 2016. – №3 (187). – С. 8 – 9.
6. Соколов, Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е. Я. Соколов. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2009. – 472 с.
7. Дильман, М. Д. Повышение эффективности коммунальной и промышленной энергетики за счет развития распределенной когенерации / М. Д. Дильман, С. П. Филиппов // Промышленные и отопительные котельные и мини-ТЭЦ. – 2016. – №2 (34).
8. Территории Красноярского края [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.krskstate.ru/krasnoyarskkray/territories.html>.
9. Миронов В. С. Угольная база Красноярского края [Текст] / Природные ресурсы Красноярского края. Специализированное информационно-аналитическое издание, № 5, 2009.
10. Рогалев, Н. Д. Экономика энергетики : учебное пособие для вузов / Н. Д. Рогалев. – Москва : Издательство МЭИ, 2005. – 288 с.
11. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой

экономичности оборудования. РД 34.08.552-95. СПО ОРГРЭС Москва 1995 год.

12. Киселев, Г. П. Варианты расчета удельных показателей эффективности работы ТЭЦ : методическое пособие / Г. П. Киселев. – Москва : Издательство МЭИ, 2003. – 32 с.
13. Чучуева, И. А. Вычислительные методы определения удельных расходов условного топлива ТЭЦ на отпущенную электрическую и тепловую энергию в режиме комбинированной выработки / И. А. Чучуева // Наука и Образование. – 2016. – №02. – С. 135-165.
14. О ценообразовании в сфере теплоснабжения: постановление Правительства Российской Федерации от 22 окт. 2012 г. №1075 // Российская газета. – 2012.
15. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : постановление Правительства Российской Федерации от 29 дек. 2011 г. №1178 // Российская газета. – 2012.
16. Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения : приказ Федеральной службы по тарифам от 13 июн. 2013 г. №760-Э // Российская газета. – 2013.
17. Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном рынке (потребительском) рынке : приказ Федеральной службы по тарифам от 6 авг. 2004 г. №20-Э/2 // Российская газета. – 2004.
18. Бойко, Е. А. Применение ЭВМ для решения теплоэнергетических задач : учебное пособие для теплоэнергетич. спец. вузов. – Красноярск : Издательство «Сибирский промысел», 2001. – 202 с.
19. Бойко, Е. А. Техничко-экономическое обоснование мероприятий по модернизации систем энергоснабжения Енисейского района Красноярского края : Исследовательский отчет. – Красноярск : ФГАОУ ВО «СФУ», 2013. – 237 с.: ил.